

Министерство образования и науки Российской Федерации
ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет»

С.И. Васильев, Л.А. Лапушова

**ДАТЧИКИ СИСТЕМ АВТОМАТИЗАЦИИ
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ БУРЕНИЯ
НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН**

Справочное пособие

Рекомендовано УМО РАЕ
по классическому университетскому
и техническому образованию в качестве
учебного пособия для студентов
высших учебных заведений,
обучающихся по направлению подготовки
131000.65 – «Нефтегазовое дело»
образовательные программы
130503 – «Разработка и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений»,
130504 – «Бурение нефтяных
и газовых промыслов»

Москва
2016

УДК 622.241(03)
ББК 33.13 + 32.965.-044.3[я2]
В191

Рецензенты:

Анферов А.Н. – доктор технических наук, профессор кафедры «Подъемно-транспортные, путевые, строительные и дорожные машины» Сибирского государственного университета путей сообщения, академик МАНЭБ;

Савельев А.Г. – доктор технических наук, профессор МАДИ и МГТУ им. Баумана, генеральный директор ООО «Русский Сертификационный Центр»

Васильев С.И., Лапушова Л.А.

В191 Датчики систем автоматизации технологических процессов бурения нефтяных и газовых скважин : справочное пособие / С.И. Васильев, Л.А. Лапушова. – М.: Издательский дом Академии Естествознания, 2016. – 138 с.

ISBN 978-5-91327-416-8

DOI 10.17513/nр.20

В справочном пособии приведены краткие, но исчерпывающие сведения о датчиках и системах управления процессом бурения нефтяных и газовых скважин.

Предназначено для студентов и аспирантов направления подготовки «Нефтегазовое дело», для работников нефтегазовой отрасли.

УДК 622.241(03)
ББК 33.13 + 32.965.-044.3[я2]

ISBN978-5-91327-416-8

© Васильев С.И., Лапушова Л.А., 2016
© ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет», 2016
© ИД «Академия Естествознания»
© АНО «Академия Естествознания»

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
СРЕДСТВА И СХЕМЫ ИЗМЕРЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН	7
КЛАССИФИКАЦИЯ ДАТЧИКОВ РЕГИСТРАЦИИ ПАРАМЕТРОВ И ПРИНЦИПЫ РЕАЛИЗАЦИИ ИЗМЕРЕНИЙ ПАРАМЕТРОВ БУРЕНИЯ СКВАЖИН.....	10
Классификация датчиков регистрации параметров	10
Принципы реализации измерений параметров бурения скважин	11
Тензометрический метод	11
Пьезорезистивный метод.....	11
Ёмкостной метод	12
Резонансный метод.....	15
Индуктивный метод	15
Ионизационный метод	16
Пьезоэлектрический метод	16
УСИЛИТЕЛИ АВТОМАТИКИ	17
ДАТЧИКИ МОМЕНТА НА РОТОРЕ	20
Датчики момента на роторе для установок с электроприводом.....	20
Датчики момента на роторе для установок с цепным приводом	23
Датчики момента на роторе для установок с механическим приводом	24
Датчики момента на роторе для установок с угловым редуктором	25
Тензометрические датчики измерения усилия под опорой	25
Датчики измерения реактивного момента между основанием и столом ротора(тензометрические на растяжение)	26
ДАТЧИКИ ВЕСА БУРОВОГО ИНСТРУМЕНТА.....	34
Датчики натяжения неподвижной ветви талевого каната.....	34
Тензометрический датчик растяжения конструкций крепления неподвижной ветви талевого каната.....	42
ДАТЧИКИ ПОЛОЖЕНИЯ КЛИНЬЕВ РОТОРА	46
Датчики положения клиньев по давлению в пневмосистеме.....	46
Акселерометрические датчики положения клиньев.....	47
Датчик ДКР положения клиньев.....	49

ДАТЧИКИ ПЛОТНОСТИ БУРОВОЙ ЖИДКОСТИ	50
Поплавковые (весовые) плотномеры	50
Резонансные плотномеры	51
Дифманометрические плотномеры	53
Радиоактивные (гамма-гамма) плотномеры	56
Примеры конструктивного исполнения датчиков плотности буровой жидкости.....	58
Датчик плотности буровой жидкости в приёмной ёмкости ДПЖ	58
Датчик плотности бурового раствора в нагнетательной линии	58
Датчик плотности и температуры бурового раствора в приёмной ёмкости.....	60
ДАТЧИКИ ДАВЛЕНИЯ БУРОВОГО РАСТВОРА	62
Датчик давления бурового раствора на входе скважины.....	65
Датчик давления бурового раствора в линии нагнетания ДВД-1	66
ДАТЧИКИ РАСХОДА БУРОВОЙ ЖИДКОСТИ	68
Электромагнитные датчики расхода	69
Кориолисовые расходомеры	71
Ультразвуковые (доплеровские) расходомеры	72
Индикаторы потока	75
Ультразвуковой расходомер ДРУ	78
Индикатор расхода бурового раствора на выходе ИРМ	79
Датчик-расходомер количества выходящего бурового раствора Weatherford	80
Ультразвуковые датчики уровня буровой жидкости (радарный уровнемер)	81
Гидростатические датчики уровня	83
Поплавковые датчики уровня буровой жидкости	85
Датчик уровня герконовый	89
Измеритель суммарного уровня буровой жидкости в ёмкостях ИСУ-1	90
Уровнемеры для измерения уровня жидкостей и уровня поверхности раздела сред	91
ДАТЧИКИ ТЕМПЕРАТУРЫ БУРОВОЙ И ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ	96
Датчик температуры буровой жидкости на входе/выходе НПФ «Геофизика»	99
Датчик температуры буровой жидкости на выходе ДТР	100
Датчик плотности и температуры бурового раствора (в приёмной ёмкости)	100
Датчики проходки (глубины) скважины	102
ДАТЧИК ОБОРОТОВ ВАЛА БУРОВОЙ ЛЕБЁДКИ	105
Датчики оборотов лебедки магнитного типа.....	106
Датчики оборотов лебедки с клиноременной передачей	108

Датчики оборотов лебедки с прямой передачей.....	110
Датчики положения крюка на подвижных судах/буровых платформах	113
Датчик оборотов вала буровой лебёдки	114
Датчик положения талевого блока ДОЛ-5	115
Датчик положения буровой лебедки Wetherford	116
ДАТЧИКИ ХОДОВ НАСОСА И ОБОРОТОВ РОТОРА.....	117
Датчик ДОР/ДХН	120
Датчик ДХН	121
ИНКЛИНОМЕТРИЯ	123
КАВЕРНОМЕТРИЯ	127
Управляемый скважинный каверномер КМ-43	128
Профилемер-каверномер скважинный ПФ-80-8, ПФ-80-8Т	128
ГЛОССАРИЙ	130
Приложение.....	134
ПРИМЕРЫ РАСЧЕТА ГЛУБИНЫ ОБРЫВА БУРОВОЙ КОЛОННЫ	134

ВВЕДЕНИЕ

Процесс бурения нефтяных и газовых скважин характеризуется рядом особенностей – реализация огромных мощностей привода, обусловленных значительным сопротивлением резанию пород буровым инструментом и совокупность осложнений при бурении – нефтегазоводопроявления.

Возросшие мощности буровых установок, скорости проходки скважин, переход к наклонно-направленному типу скважин предопределили и необходимость использования более сложных датчиков и систем контроля процесса бурения.

Будет неверным считать, что основы автоматического управления имеют новейшую историю, основные принципы преобразования входных сигналов были заложены задолго до начала освоения недр.

Процесс строительства скважин характеризуется быстрым изменением ситуаций и действием многочисленных взаимосвязанных факторов, изменяющихся во времени и пространстве. Несмотря на цикличность и повторяемость производственных процессов при бурении скважин, каждый цикл характеризуется своими особенностями, обусловленными влиянием конкретных геолого-технических и организационных факторов. Кроме того, в процессе бурения зачастую возникают различные непредвиденные ситуации, нарушающие запланированный ход производства и требующие принятия оперативных решений. Эти ситуации обусловливаются, как правило, авариями, геологическими осложнениями при бурении (уходами циркуляции, обвалами и др.), неожиданным выходом из строя бурового оборудования и породоразрушающего инструмента и т. п.

По функциональному назначению устройства, предназначенные для контроля и управления процессом бурения скважин, можно подразделить: на средства наземного контроля параметров режима углубления скважин, средства автоматического регулирования подачи долота, средства оперативной оптимизации процессов углубления скважин, системы диспетчерского телеконтроля и управления буровыми процессами, средства сбора и передачи технологической информации для последующей обработки и использования.

Разработаны и применяются ряд устройств, позволяющих оптимизировать отдельные параметры режима бурения, а также комплексные системы управления процессом бурения (углубления) скважин на основе использования средств автоматики, телемеханики и ЭВМ.

В настоящее время находит все большее признание идея создания автономного забойного двигателя с одновременной регистрацией забойных параметров.

Текущий контроль параметров процесса бурения скважины осуществляется в основном с помощью следующих приборов: индикатора веса, манометра, моментометра, тахометра, а так же приборов для измерения механической скорости и проходки и др.

СРЕДСТВА И СХЕМЫ ИЗМЕРЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

Для организации безопасного ведения работ при строительстве скважины и обеспечения безопасности на случай пожара, инженерно-технический и рабочий персонал обеспечивается средствами индивидуальной защиты и спецодеждой.

Для обеспечения безопасности работающих в случае возгорания при строительстве скважины, инженерно-технический и рабочий персонал обеспечивается следующей нормативно-технической документацией по пожарной безопасности:

- Постановление Правительства РФ от 2 апреля 2012 г. № 390 «О противопожарном режиме»;
- Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности ППБО-85;
- Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности. НПБ 105-03, ГУГПС и ФГУ ВНИИПО МЧС России № 2003.

Рабочий персонал при строительстве скважины обеспечивается следующей нормативно-технической документацией по безопасности труда, разработанной и утвержденной на данном предприятии:

- инструкции по профессиям и видам работ;
- инструкции по безопасной эксплуатации оборудования;
- мероприятия по предупреждению аварий и осложнений;
- план ликвидации возможных аварий.

Основные средства контроля параметров бурения нефтяных и газовых скважин представлены в табл. 1, подробное описание устройства, принципа их действие раскрыто в последующих разделах справочного пособия.

Таблица 1

Средства контроля параметров бурения нефтяных и газовых скважин

№ п/п	Наименование устройства	Шифр	Количе- ство, шт.
1	Станция геолого-технических исследований с комплексом наземных технологических датчиков системы контроля и управления процессом бурения	Разрез	1
2	Пульт контроля процесса бурения	АМТ-121	1
3	Гидравлический индикатор веса	ГИВ-6-1	1
4	Датчик веса	ДВР-2Б	1
5	Манометр	МТС-7104	4
6	Манометр нагнетательной системы	МТ-500	1
7	Манометр пневмосистемы	МТ-16	1
8	Электроконтактный манометр	ЭКМ	1

Окончание табл. 1

№ п/п	Наименование устройства	Шифр	Количе- ство, шт.
9	Расходомер бурового раствора	РГР-7	1
10	Указатель уровня в приемных емкостях	УП-11М	1
11	Станция контроля цементирования	СКУПЦ-К	1
12	Лаборатория дефектоскопии	ПКДЛ-1	1
13	Лаборатория глинистых растворов	ЛГР-3	1
14	Прибор Вика для определения параметров цементного раствора	—	1
15	Автоматическая газокаротажная станция	АГКС-4АЦ	1
16	Счетчик расхода холодной воды	СТВ-100	1
17	Система емкостей с уровнемерами и устройством авт. сигнализации уровня жидкости в емкостях	—	—
18	Переносные сигнализаторы загазованности	СП-20-М	2
19	Комплекс средств для контроля параметров бурения	Разрез	1
20	Станция инклинометрическая буровая	Schlumberger	1
21	Измеритель потока бурового раствора на выходе из скважины со звуковой и световой сигнализацией	—	1
22	Измеритель уровня раствора в доливной емкости со звуковой и световой сигнализацией	УП-11М с СС-1	1
23	Прибор громкоговорящей связи	ПГС-10	1
24	Пульт управления противовывбросовым оборудованием	ГУЛ 100БР	1
25	Ограничитель допускаемой грузоподъемности лебедки	ОБЛ	1
26	Блокирующее устройство по отключению привода буровых насосов при повышении давления в нагнетательном трубопроводе на 10–15 % выше максимального рабочего давления насосов для соответствующей цилиндровой втулки	КП 50-500	—

В **процессе бурения** системой измерения параметров бурения скважины (рис. 1) непрерывно регистрируются следующие технологические параметры:

- глубина скважины;
- механическая скорость проходки;
- вес на крюке;
- нагрузка на долото;
- давление промывочной жидкости на входе;
- давление промывочной жидкости на выходе;
- расход промывочной жидкости на выходе из скважины (индикатор потока);
- расход промывочной жидкости на входе;
- уровень и объем промывочной жидкости в приемных емкостях и доливочной емкости;
- скорость спуска и подъема бурильного инструмента;
- плотность промывочной жидкости на входе и выходе из скважины;
- число ходов насосов;

- температура промывочной жидкости на входе и выходе из скважины;
- электропроводность промывочной жидкости на входе и выходе из скважины;
- крутящий момент на роторе;
- крутящий момент на ключе;
- обороты ротора.

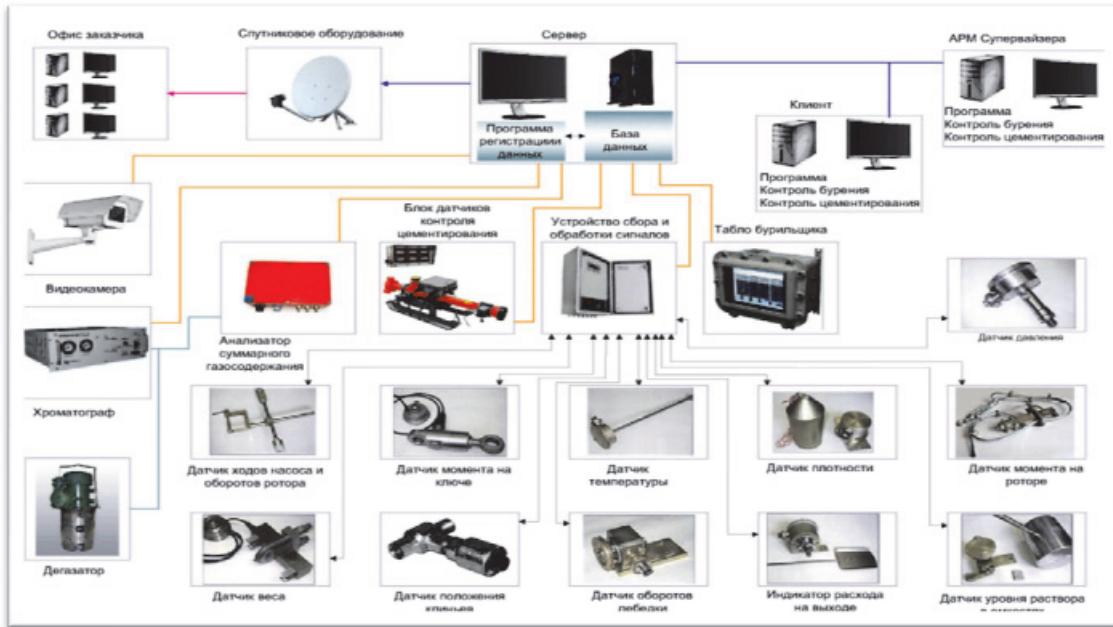


Рис. 1. Схема измерения параметров при бурении нефтяных и газовых скважин

В **процессе технологических исследований** (рис. 1) фиксируются и корректируются по мере изменения следующие сведения:

- конструкция бурового инструмента;
- конструкция скважины;
- диаметры и интервалы открытого ствола скважины;
- диаметр и глубина спуска обсадных колонн;
- количество емкостей, включенных в циркуляцию, и площадь их поверхности;
- наименование используемых систем очистки и дегазации промывочной жидкости;
- наименование производимых на буровой операций с указанием времени начала и конца;
- оценка ситуаций и краткая их характеристика;
- выдаваемые буровой бригаде предупреждения и рекомендации;
- оценка действий буровой бригады после выдачи предупреждений и рекомендаций;
- типоразмеры спускаемых долот, их износ;
- фактическая проходка и время долбления;
- параметры промывочной жидкости.

КЛАССИФИКАЦИЯ ДАТЧИКОВ РЕГИСТРАЦИИ ПАРАМЕТРОВ И ПРИНЦИПЫ РЕАЛИЗАЦИИ ИЗМЕРЕНИЙ ПАРАМЕТРОВ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

Классификация датчиков регистрации параметров

Классификацию датчиков регистрации параметров процесса бурения скважин целесообразно построить на основе принципа их действия. Все датчики целесообразно разделить на датчики:

- активного сопротивления;
- реактивного сопротивления;
- генераторные датчики.

Датчики активного сопротивления подразделяются на потенциометрические, тензометрические, контактные магниторезистивные датчики и термометры сопротивления.

Следует отметить, что потенциометрические датчики подразделяются на датчики, выполненные по схеме реостата и по схеме делителя напряжения.

Датчики реактивного сопротивления подразделяются на датчики емкостные и датчики индуктивные.

Датчики генераторного типа подразделяются на тахометрические, термоэлектрические и пьезоэлектрические.

Независимо от принципа действия датчика каждый из них может иметь линейную или не линейную характеристику. Датчики, имеющие линейную характеристику, обозначаются «A», нелинейную характеристику – «B» или «C» (рис. 2).

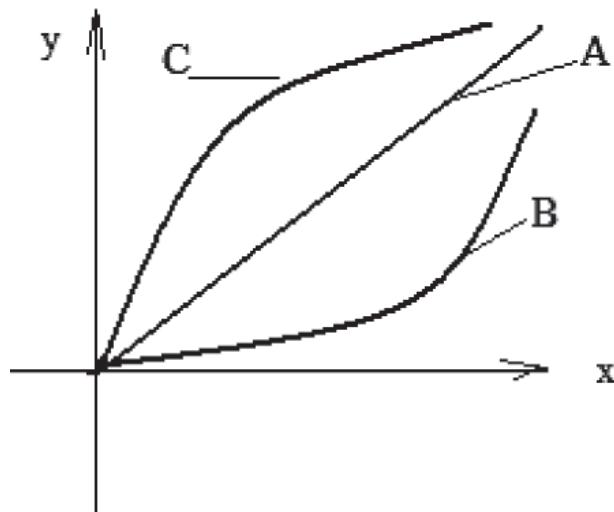


Рис. 2. Виды характеристик датчиков систем управления и регистрации параметров

Независимо от принципа действия и вида характеристики все датчики могут иметь однотактную характеристику – зависимость выходного параметра от входного расположена в одном из квадрантов декартовой системы координат, или двухтактную характеристику – зависимость выходного параметра от входного расположена в двух квадрантах декартовой системы координат.

Принципы реализации измерений параметров бурения скважин

Физические принципы измерения параметров бурения базируются на преобразовании механического момента в электрический сигнал. Могут быть использованы индукционные, ёмкостные, магнитоупругие, струнные, тензометрические, гидравлические и др. типы преобразователей.

Датчик давления состоит из первичного преобразователя давления, в составе которого чувствительный элемент – приемник давления, схемы вторичной обработки сигнала, различных по конструкции корпусных деталей, в том числе для герметичного соединения датчика с объектом и защиты от внешних воздействий и устройства вывода информационного сигнала. Основными отличиями одних приборов от других являются пределы измерений, динамические и частотные диапазоны, точность регистрации давления, допустимые условия эксплуатации, массогабаритные характеристики, которые зависят от принципа преобразования давления в электрический сигнал: тензометрический, пьезорезистивный, ёмкостный, индуктивный, резонансный, ионизационный, пьезоэлектрический и другие.

Тензометрический метод

Чувствительные элементы датчиков базируются на принципе изменения сопротивления при деформации тензорезисторов, приклеенных к упругому элементу, который деформируется под действием давления.

Пьезорезистивный метод

Основан на интегральных чувствительных элементах из монокристаллического кремния. Кремниевые преобразователи имеют высокую чувствительность благодаря изменению удельного объемного сопротивления полупроводника при деформировании давлением. Для измерения давления чистых неагрессивных сред применяются, так называемые, Lowcost – решения, основанные на использовании чувствительных элементов либо без защиты, либо с защитой силиконовым гелем. Для измерения агрессивных сред и большинства промышленных применений используется преобразователь давления в герметичном металло-стеклянном корпусе, с разделительной диафрагмой из нержавеющей стали, передающей давление измеряемой среды посредством кремнийорганической жидкости.

Ёмкостной метод

Ёмкостные преобразователи используют метод изменения ёмкости конденсатора при изменении расстояния между обкладками. Известны керамические или кремниевые ёмкостные первичные преобразователи давления и преобразователи, выполненные с использованием упругой металлической мембраны. При изменении давления мембрана с электродом деформируется и происходит изменение емкости. В элементе из керамики или кремния пространство между обкладками обычно заполнено маслом или другой органической жидкостью. Недостаток – нелинейная зависимость емкости от приложенного давления.

Емкостным датчиком называют преобразователь параметрического типа, в котором изменение измеряемой величины преобразуется в изменение емкостного сопротивления.

Возможные области применения емкостных датчиков чрезвычайно разнообразны. Они используются в системах регулирования и управления производственными процессами почти во всех отраслях промышленности. Емкостные датчики применяются для контроля заполнения резервуаров жидким, порошкообразным или зернистым веществом, как конечные выключатели на автоматизированных линиях, конвейерах, роботах, обрабатывающих центрах, станках, в системах сигнализации, для позиционирования различных механизмов и т. д.

В настоящее время наиболее широкое распространение получили датчики приближения (присутствия), которые помимо своей надежности, имеют широкий ряд преимуществ. Имея сравнительно низкую стоимость, датчики приближения охватывают огромный спектр направленности по своему применению во всех отраслях промышленности. Типичными областями использования емкостных датчиков этого типа являются:

- сигнализация заполнения емкостей из пластика или стекла;
- контроль уровня заполнения прозрачных упаковок;
- сигнализация обрыва обмоточного провода;
- регулирование натяжения ленты;
- поштучный счет любого вида и др.

Емкостные датчики линейных и угловых перемещений являются наиболее распространенными приборами, широко используемыми в машиностроении и на транспорте, строительстве и энергетике, в различных измерительных комплексах.

Сравнительно новыми приборами, доведенными до широкого промышленного применения в последние годы, стали малогабаритные емкостные инклинометры с электрическим выходным сигналом, пропорциональным углу наклона датчика. В качестве основных можно считать следующие области применения инклинометров:

- определение и контроль азимутного угла строящейся скважины;
- определение и контроль зенитного угла строящейся скважины.

Емкостные датчики уровня находят применение в системах контроля, регулирования и управления производственными процессами в пищевой, фармацевтической, химической, нефтеперерабатывающей промышленности. Они эффективны при работе с жидкостями, сыпучими материалами, пульпой, вязкими веществами (проводящими и непроводящими), а также в условиях образования конденсата, запыленности.

Емкостные датчики (рис. 3) также находят применение в различных отраслях промышленности для измерения абсолютного и избыточного давления, толщины диэлектрических материалов, влажности воздуха, деформации, угловых и линейных ускорений и др.



Рис. 3. Номенклатура емкостных преобразователей

Емкостные датчики обладают целым рядом преимуществ по сравнению с датчиками других типов. К их достоинствам относятся:

- простота изготовления, использование недорогих материалов для производства;
- малые габариты и вес;
- низкое потребление энергии;
- высокая чувствительность;
- отсутствие контактов (в некоторых случаях – один токосъем);
- долгий срок эксплуатации;
- потребность весьма малых усилий для перемещения подвижной части емкостного датчика;
- простота приспособления формы датчика к различным задачам и конструкциям.

К недостаткам емкостных датчиков следует отнести:

- сравнительно небольшой коэффициент передачи (преобразования);
- высокие требования к экранировке деталей;
- необходимость работы на повышенной (по сравнению с 50 Гц) частоте.

Однако в большинстве случаев можно добиться достаточной экранировки за счет конструкции датчика, а практика показывает, что емкостные датчики дают хорошие результаты на широко распространенной частоте 400 Гц. Присущий конденсаторам краевой эффект становится значительным, лишь когда расстояние между обкладками сравнимо с линейными размерами рассматриваемых поверхностей. Этот эффект можно в некоторой степени устраниТЬ, используя защитное кольцо, позволяющее вынести его влияние за границы поверхности обкладок, реально используемой при измерении.

Емкостные датчики замечательны своей простотой, что позволяет создавать прочные и надежные конструкции. Параметры конденсатора зависят только от геометрических характеристик и не зависят от свойств используемых материалов, если эти материалы правильно подобраны. Следовательно, можно сделать пренебрежимым влияние температуры на изменения площади поверхности и расстояния между обкладками, правильно подбирая марку металла для обкладок и изоляцию для их крепления. Остается лишь защищать датчик от тех факторов окружающей среды, которые могут ухудшить изоляцию между обкладками, – от пыли, коррозии, влажности, ионизирующей радиации.

Ценные качества емкостных датчиков – малая величина механического усилия, необходимого для перемещения его подвижной части, возможность регулировки выхода следящей системы и высокая точность работы – делают емкостные датчики незаменимыми в приборах, в которых допускаются погрешности лишь в сотые и даже тысячные доли процента.

Обычно емкостный датчик представляет собой плоский или цилиндрический конденсатор, одна из обкладок которого испытывает подвергаемое контролю перемещение, вызывая изменение емкости. Пренебрегая краевыми эффектами, можно выразить емкость для плоского конденсатора следующим образом:

$$C = \frac{\epsilon \cdot S}{4\pi d},$$

где ϵ – относительная диэлектрическая проницаемость среды, заключенной между обкладками; S и d – площадь поверхности рассматриваемых обкладок и расстояние между ними соответственно.

Емкостные преобразователи могут быть использованы при измерении различных величин по трем направлениям в зависимости от функциональной связи измеряемой неэлектрической величины со следующими параметрами:

- переменной диэлектрической проницаемостью среды ϵ ;
- площадью перекрытия обкладок S ;
- изменяющимся расстоянием между обкладками d .

В первом случае емкостные преобразователи можно применять для анализа состава вещества, поскольку диэлектрическая проницаемость является функцией свойств вещества. При этом естественной входной величиной преобразователя будет состав вещества, заполняющего пространство между пластинами. Особенно широко емкостные преобразователи этого типа применяются при измерении влажности твердых и жидких тел, уровня жидкости,

а так же определения геометрических размеров небольших объектов. В большинстве случаев практического использования емкостных преобразователей их естественной входной величиной является геометрическое перемещение электродов относительно друг друга. На основе этого принципа построены датчики линейных и угловых перемещений, приборы измерений усилий, вибраций, скорости и ускорения, датчики приближения, давления и деформации (экстензометры) (рис. 4).



Рис. 4. Общий вид емкостного преобразователя для измерения давления

По способу исполнения все емкостные измерительные преобразователи можно разделить на одноемкостные и двухъемкостные датчики. Последние бывают дифференциальными и полуодифференциальными.

Резонансный метод

В основе метода лежит изменение резонансной частоты колеблющегося упругого элемента при деформировании его силой или давлением. Это и объясняет высокую стабильность датчиков и высокие выходные характеристики прибора. К недостаткам можно отнести индивидуальную характеристику преобразования давления, значительное время отклика, невозможность проводить измерения в агрессивных средах без потери точности показаний прибора.

Индуктивный метод

Основан на регистрации вихревых токов (токов Фуко). Чувствительный элемент состоит из двух катушек, изолированных между собой металлическим экраном. Преобразователь измеряет смещение мембранны при отсутствии механического контакта. В катушках генерируется электрический сигнал переменного тока таким образом, что заряд и разряд катушек происходит через одинаковые промежутки времени. При отклонении мембранны создается ток

в фиксированной основной катушке, что приводит к изменению индуктивности системы. Смещение характеристик основной катушки дает возможность преобразовать давление в стандартизованный сигнал, по своим параметрам прямо пропорциональный приложенному давлению.

Ионизационный метод

В основе лежит принцип регистрации потока ионизированных частиц. Аналогом являются ламповые диоды. Лампа оснащена двумя электродами: катодом и анодом, – а также нагревателем. В некоторых лампах последний отсутствует, что связано с использованием более совершенных материалов для электродов. Преимуществом таких ламп является возможность регистрировать низкое давление – вплоть до глубокого вакуума с высокой точностью. Однако следует строго учитывать, что подобные приборы нельзя эксплуатировать, если давление в камере близко к атмосферному. Поэтому подобные преобразователи необходимо сочетать с другими датчиками давления, например, емкостными. Зависимость сигнала от давления является логарифмической.

Пьезоэлектрический метод

В основе лежит прямой пьезоэлектрический эффект, при котором пьезоэлемент генерирует электрический сигнал, пропорциональный действующей на него силе или давлению. Пьезоэлектрические датчики используются для измерения быстроменяющихся акустических и импульсных давлений, обладают широкими динамическими и частотными диапазонами, имеют малую массу и габариты, высокую надежность и могут использоваться в жестких условиях эксплуатации. Пьезоэлектрические датчики применяются для измерения быстропеременных процессов в диапазоне частот от единиц Гц до сотен кГц.

Сигналы с датчиков давления могут быть как медленнomenяющимися, так и быстропеременные. В первом случае их спектр лежит в области низких частот. Для того, чтобы с высокой точностью оцифровать такой сигнал необходимо подавить высокочастотную часть спектра, полностью состоящую из помех. Это особенно актуально в промышленных условиях. Специально для ввода медленнomenяющихся сигналов используются интегрирующие АЦП. Они проводят измерение не мгновенного значения сигнала (которое изменяется под действием помех), а интегрируют сигнальную функцию за заданный промежуток времени, который заранее меньше постоянной времени процессов, происходящих в контролируемой среде, но заранее больше периода самой низкочастотной помехи. Интегрирующие АЦП выпускают многие зарубежные фирмы (Texas Instruments, Analog Devices и др.). Для измерения переменных давлений применяют датчики с аналоговым выходным сигналом, например, 0–20,4–20 мА и 0–5, 0,4–2,0 В.

УСИЛИТЕЛИ АВТОМАТИКИ

В современных системах автоматики для управления исполнительными механизмами требуется мощность, во много раз превышающая выходную мощность сигнала датчиков. Поэтому на практике возникает необходимость в усилении сигналов датчиков. Для этой цели служат усилители различных типов.

В зависимости от вида вспомогательного источника энергии усилители можно разбить на следующие группы: электрические, гидравлические и пневматические. Электрические усилители в свою очередь делятся на ионные, электронные, электромеханические, электромашинные и магнитные.

Из перечисленных выше электрических усилителей рассмотрим магнитные усилители, так как другие типы усилителей должны изучаться в соответствующих курсах.

Магнитным называется усилитель, принцип действия которого основан на изменении магнитной проницаемости ферромагнитного сердечника катушки при изменении подмагничивающего (управляющего) тока.

В простейшем виде магнитный усилитель представляет собой дроссель насыщения переменного тока, в цепь которого последовательно с рабочей обмоткой (W_p) включено сопротивление нагрузки (R_h) (рис. 5). Дроссель переменного тока это устройство, индуктивность которого может меняться в широких пределах за счет подмагничивания дросселя постоянным током.

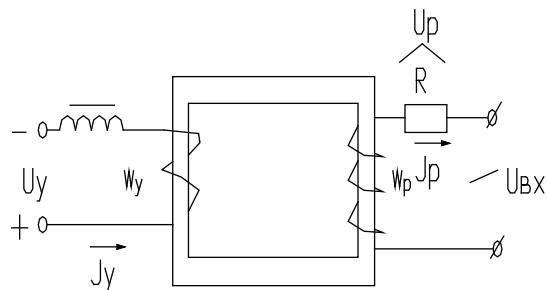


Рис. 5. Схема дросельного магнитного усилителя

Выходное напряжение (U_p) магнитного усилителя снимается с нагрузки (R_h).

Будем считать, что ток в рабочей цепи (J_p) является синусоидальным и его значение можно найти по формуле

$$J_p = \frac{U_{bx}}{Z};$$

$$Z^2 = R^2 + X^2,$$

где U_{bx} – напряжение питания магнитного усилителя; Z – полное активное со-противление рабочей цепи; X – индуктивное сопротивление рабочей обмотки; R – катушки переменному току.

Полное активное сопротивление рабочей цепи (Z) состоит из активного сопротивления нагрузки (R_p) и активного сопротивления рабочей обмотки (R_w)

$$R = R_h + R_w,$$

где R – активное сопротивление; X_h – индуктивное сопротивление.

Индуктивное сопротивление рабочей обмотки (X_h) определяется по формуле

$$X_h = \omega_p \cdot L_p,$$

где ω_p – угловая частота переменного напряжения рабочей цепи $\omega_p = 2\pi f$; L_p – индуктивность рабочей обмотки, определяемая по формуле

$$L_p = \frac{\omega_p^2}{R_m} = \frac{\omega_p^2}{l_c} \cdot S_c \cdot \mu_c,$$

где $R_m = \frac{l_c}{S_{cc} \cdot \mu}$ – модуль магнитного сопротивления сердечника

$$L_p = \frac{\omega_p^2}{l_c} \cdot S_c \cdot \mu_c,$$

здесь ω_p – число витков рабочей обмотки; S_c – площадь поперечного сечения ферромагнитного сердечника; l_c – длина средней магнитной линии сердечника. μ_c – магнитная проницаемость сердечника. С учетом последних выражений ток в рабочей цепи записывается в виде:

$$J_p = \frac{U_p}{\sqrt{R^2 + \omega^2 \frac{W_p^4}{l_c} \cdot S_{cc} \cdot \mu}}.$$

Из этой формулы видно, что ток в рабочей цепи, или в нагрузке зависит от индуктивности рабочей обмотки (L_p), которая пропорциональна магнитной проницаемости (μ_c). В свою очередь магнитная проницаемость ферромагнитного сердечника (μ_c) зависит от магнитной индукции (B) и напряженности внешнего магнитного поля (H):

$$\mu_c = \frac{dB}{dH}.$$

При отсутствии управляющего напряжения (J_y) на входе дроссельного магнитного усилителя напряженность магнитного поля $H = 0$. В этом случае магнитная проницаемость (μ_c) имеет большое значение. Следовательно, индуктивность (L_p) и индуктивное сопротивление рабочей обмотки (X_L) имеют также большое значение. В данном случае ток в рабочей цепи (J_p) имеет небольшое значение. Его обычно называют током холостого хода. При этом большая часть переменного напряжения (U_p) падает на рабочей обмотке (W_p), а незначительная часть – на нагрузке (R_h).

При подаче на вход усилителя управляющего напряжения (J_y) по цепи управления потечет ток управления (J_y), в результате чего возникнет напряженность постоянного магнитного поля H . Ферромагнитный сердечник усилителя насыщается и его магнитная проницаемость (μ_c) падает. Следовательно, индуктивное сопротивление рабочей обмотки (X_p) также падает, в результате чего ток в рабочей цепи (J_p) увеличивается. В этом случае большая часть переменного напряжения (U) падает уже на нагрузке (R_h), а меньшая часть – на рабочей обмотке (W_p).

Следует заметить, что с помощью тока управления (J_y) можно регулировать ток в рабочей цепи, т.е. ток в нагрузке (J_p).

Если обмотку управления (W_y) выполнить с числом витков во много раз превышающим число витков рабочей обмотки (W_p), то получим эффект усиления по току.

К основным достоинствам магнитных усилителей можно отнести:

- высокую надежность и большой срок службы;
- возможность питания непосредственно от сети переменного тока промышленной частоты;
- неограниченная выходная мощность;
- высокий КПД;
- возможность создания бесконтактных систем автоматического управления.

ДАТЧИКИ МОМЕНТА НА РОТОРЕ

В процессе бурения скважины при роторном бурении, возникает необходимость контролировать вращательный момент буровой колонны. В противном случае, это может привести к аварийным ситуациям (слом инструмента, износ вооружения долота и т. п.).

Крутящий момент можно определить по изменению упругих свойств вала, угла его закручивания, тангенциальным напряжениям на поверхности, по изменению силы активного тока электродвигателя.

Датчики момента на роторе для установок с электроприводом

Датчик момента на роторе для установок с электроприводом (электромагнитные токовые клещи) предназначен для контроля электрической мощности в цепи электропривода ротора буровой установки и служит для косвенного определения величины момента на роторе. В настоящее время в связи с переходом на установки с электроприводом используется практически во всех станция ГТИ.

Датчик (рис. 6) устанавливается на силовой кабель фазы электропривода ротора буровой установки.

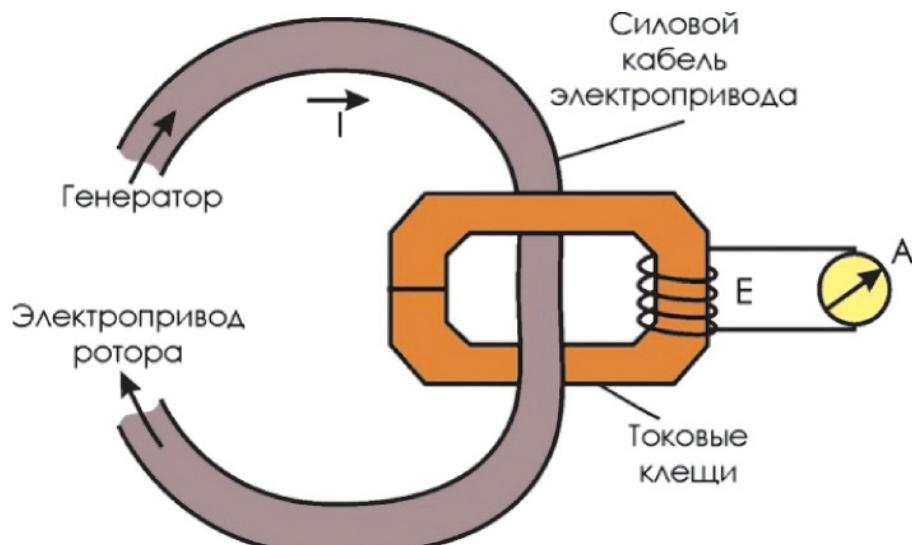


Рис. 6. Принципиальная схема устройства и установки датчика момента на роторе
для установок с электроприводом

Принцип действия основан на прямой зависимости величины момента на роторе буровой установки от величины тока в силовой части электропривода ротора. Ток, протекающий по одной фазе силового электрического кабеля питания электропривода ротора буровой установки, пропорционален выходному напряжению преобразователя тока.

Использование в конструкции преобразователя тока сенсора на эффекте Холла позволяет измерять как переменный, так и постоянный токи в питающем кабеле. Напряжение постоянного и переменного токов модуль нормализации приводит к стандартному диапазону величин. Метод преобразования – измерение средневыпрямленного сигнала.

Конструктивно датчики (рис. 7) представлены в двух исполнениях: с цельным кольцом и гальванической развязкой. Для монтажа датчика с цельным кольцом требуется отсоединение силового кабеля фазы электропривода, но, как правило, они считаются более точными, основные механические характеристики датчиков приведены в табл. 3.

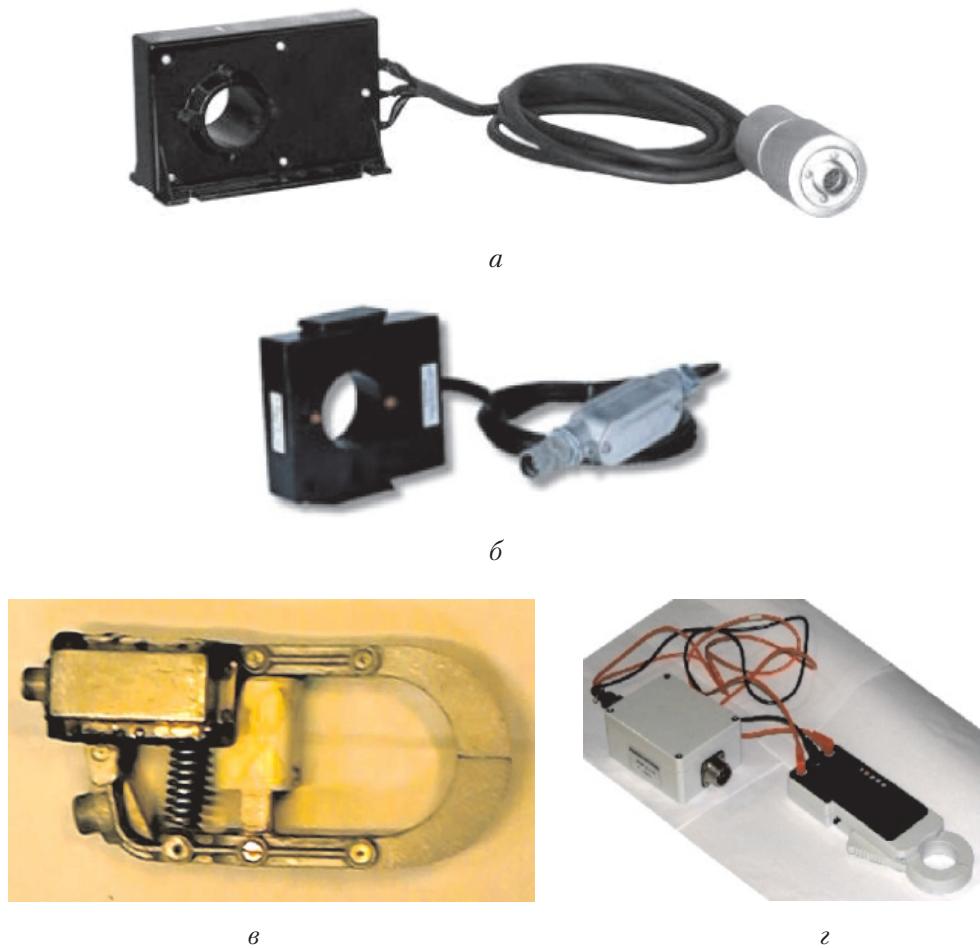


Рис. 7. Датчики момента на роторе для установок с электроприводом с цельным кольцом:
а – ДМЭ (ООО НПФ «Геосфера»); б – Electric Torque Sensor (ETS) (Weatherford)
и развязкой (клещами); в – ДВМР (ТПГ); г – ДЭМР-316-03 (ЗАО «ГЭЛС»)

Таблица 2

Технические характеристики

Параметры	ДЭМР-316-03	ДМЭ	ДМРЭП-05	ДКМР	КЭИ-ПЭ-А	ETS	ETS	ETS
Производитель	ЗАО «ГЭЛС»	ООО НПФ «Геосфера»	ООО «СНГС»	ОАО НПФ «Геофизика»	Weather-ford (США)	Shenkai (Китай)	GEOLOG (Италия)	
Диаметр изолированной силиконовой шинны, не более, мм	35	40	44	40	35–64	40	40	50,8
Диапазон измерения, А	0–500; 1500*	0–1000	0–1500	0–1000	0–1000; 0–2000; 0–3000	0–1000	0–1000	0–1000
Основная приведенная по-грешность/ нелинейность, %	±3/±0,5	±0,5	—	—	±2,5/±0,5	±0,5	—	±1,0/±0,5
Диапазон рабочих температур, °С	—	-40...+65	-50...+50	—	-10...+50	—	-40...+70	-40...+65
Габаритные размеры датчика, мм	—	178×105×75	150×110×80	190×110×80	260×140×30	—	—	127×105×32
Вес, кг, не более	0,5	1,7	4,0	1,0	0,4	—	—	0,9

Примечание. *Амплитудное значение.

Датчики момента на роторе для установок с цепным приводом

Данный тип датчиков (рис. 8) предназначен для контроля крутящего момента роторного стола на буровых установках с цепным приводом, характеристики приведены в табл. 3.

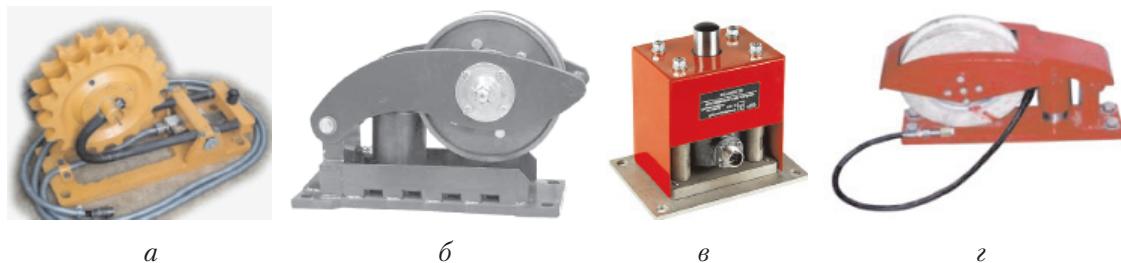


Рис. 8. Датчики момента на роторе для установок с цепным приводом:

a – ДМР-3115-02,1 (ЗАО «ГЭЛС»); *б* – ДМЦ-Д (ООО НПФ «Геосфера»);
в – ДКМР-1 (СКБ «Ореол»); *г* – Rotary torque sensor (RTS) (Shenkai)

Устанавливаются под ведущей ветвью цепи привода ротора так, чтобы создать небольшой прогиб цепи, и воспринимает через рабочее колесо усилие, возникающее при натяжении цепи.

Таблица 3

Технические характеристики

Параметры	ДМР-3115-02,1	ДМЦ-Д (Т)	ДКМР-1	ДМРЦП	RTS
Производитель	ЗАО «ГЭЛС»	ООО НПФ «Геосфера»	СКБ «Ореол»	ООО «СНГС»	Shenkai (Китай)
Диапазон измерений силы, кНм	0,05–5,0	0–60	0–60	0–100 (200)	0–100
Основная приведенная погрешность измерений δ , %	$\pm 1,0$	$\pm 2,0$	$\pm 1,0$	–	$\pm 2,0$
Температурная погрешность на каждые 10°C , δ_t , %	$\pm 0,5$	–	–	–	–
Диапазон рабочих температур окружающей среды, $^{\circ}\text{C}$	–50...+50	–40...+50	–	–50...+50	–40...+85
Габаритные размеры, мм	564×410×233	600×200×390	–	750×230×360	–
Масса, кг, не более	38	70	–	–	–

Принцип действия основан на том, что усилие, возникающее при натяжении цепи привода – пропорционально моменту сопротивления вращению ротора. Это усилие передается через рабочее колесо и вызывает деформацию упругого элемента преобразователя и разбаланс его электрического моста. Нормирующий усилитель приводит величину этого разбаланса к стандартному диапазону величин.

Датчики момента на роторе для установок с механическим приводом

Датчики момента на роторе для установок с механическим приводом (измеритель момента скручивания вала привода) – это редко встречающийся тип датчиков измерения момента на роторе. В современных отечественных станциях представлен в лице датчика ICS SM 006 производства ООО «Геотек-Прибор» (рис. 9).



Рис. 9. Измеритель момента скручивания вала привод aICS SM 006 (ООО «Геотек-Прибор»):
а – общий вид; б – установленный на валу ротора буровой установки

Датчик предназначен для непрерывного измерения крутящего момента стола ротора с механическим приводом. Измерение момента скручивания вала привода ротора осуществляется с помощью тензометрического первичного преобразователя. Крепление первичного преобразователя к валу осуществляется с помощью шпилек, которые монтируются на валу сваркой с использованием специального технологического устройства для фиксации шпилек при сварке.

Датчики такого типа имеют относительно невысокую точность, небольшой диапазон измерения момента, малые габариты и особенного подхода к монтажу, требующего применения сварки, технические характеристики приведены в табл. 4.

Таблица 4

Технические характеристики датчиков момента

Параметры	Значение
Диапазон измерений момента скручивания вала, кНм·(тс·м)	от 0 до 20 (2)
Диапазон измерений момента стола ротора при его коэффициенте передачи 3,96, кНм·(тс·м)	от 0 до 79,2 (7,92)
Пределы допускаемой основной приведенной погрешности, %	±3

Датчики момента на роторе для установок с угловым редуктором

Данные датчики используются для измерения крутящего момента на роторе через измерение силы реакции опоры редуктора. Применяются тензометрические датчики двух типов: для измерения усилия под «лапой» опоры редуктора или измерения реактивного момента между основанием и столом ротора.

Тензометрические датчики измерения усилия под опорой

Устанавливаются на опору редуктора привода роторного стола и воспринимает усилие реакции опоры (сжатие) (рис. 10, 11).

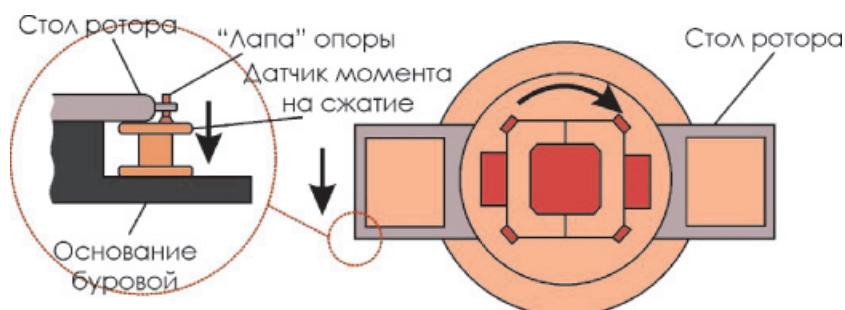


Рис. 10. Схема крепления и принцип действия датчика измерения момента под «лапой» стола ротора



Рис. 11. Датчики момента на роторе для измерения усилия под «лапой» опоры:
а – DMR-312-02 (ЗАО «ГЭЛС»); б – DMR-T; в – DMR-Д (оба ООО НПФ «Геосфера»)

Принцип действия основан на том, что усилие, действующее на опорную пятку датчика, пропорционально моменту сопротивления вращению ротора. Это усилие вызывает упругую деформацию мембранны, на которой закреплены узлы дифференциального трансформатора. При изгибе мембранны, возникающее рассогласование в обмотках трансформатора формирует электрический сигнал, пропорциональный величине деформации. При накоплении массива измеренных значений не менее 10 раз в секунду, микроконтроллер платы преобразования вычисляет усредненное значение сигнала и приводит его к стандартному диапазону величин, основные характеристики даны в табл. 5.

Таблица 5

**Технические характеристики датчиков момента на роторе
для измерения усилия под «лапой» опоры**

Параметры	ДМР-Т	ДМР-Д	ICS SM-005	ДМР-312-02
Производитель		ООО НПФ «Геосфера»	ООО «Геотек- Прибор»	ЗАО «ГЭЛС»
Диапазон измерений силы, кН	0–60	0–60	0–100	0,6–30
Основная приведенная погрешность измерений δ , %	±2,0	–	±3,0	±2,0
Дополнительная погрешность измерений, обусловленная отклонением температур на каждые 10°C, δ_t , %	–	–	–	±0,5
Диапазон рабочих температур окружающей среды, °C		–40...+50	–	–50...+50
Габаритные размеры, мм	132×125×190	120×120×190	–	192×190×310
Масса, кг, не более	8	7	–	5

**Датчики измерения реактивного момента
между основанием и столом ротора(тензометрические на растяжение)**

Принцип действия – с помощью тензопреобразователя измеряется реактивный момент роторного стола относительно станины. Датчик работает на растяжение.

Крепление – датчик устанавливается как стягивающее звено между основанием и роторным столом (рис. 12, 13).

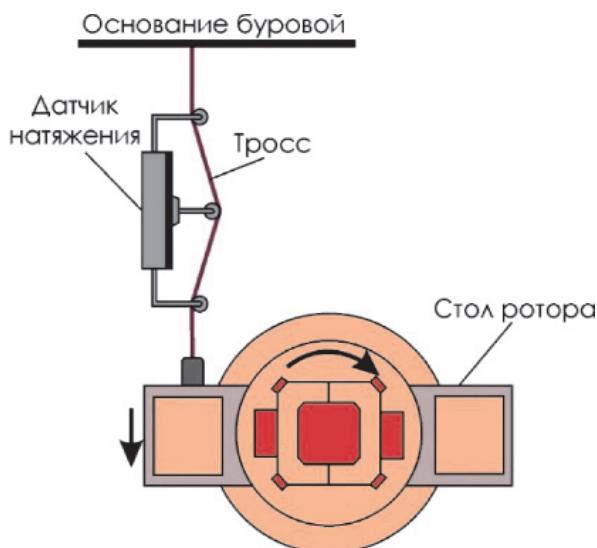


Рис. 12. Схема крепления и принцип действия датчика измерения реактивного момента



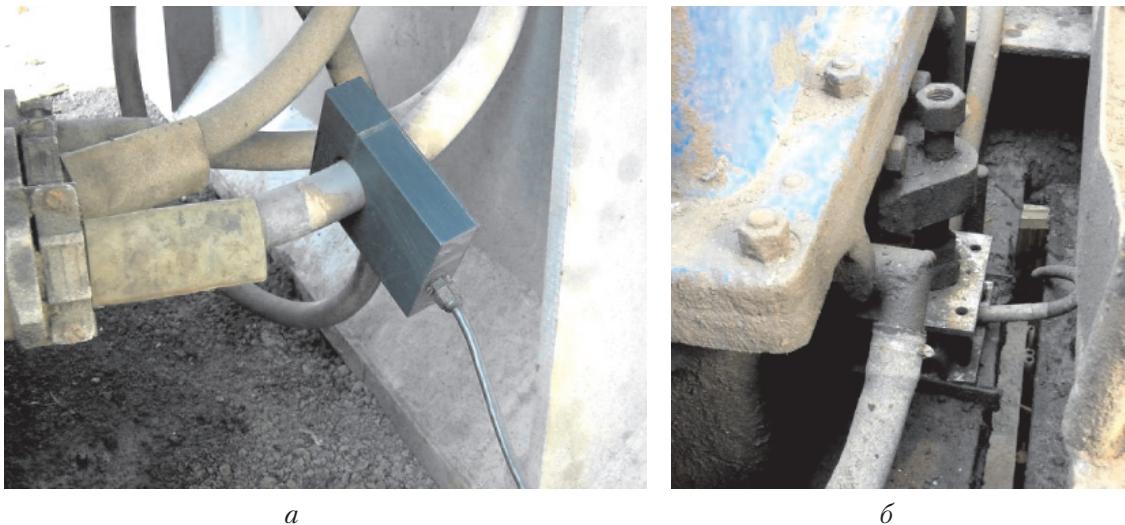
Рис. 13. Датчики измерения реактивного момента (растяжения), устанавливаемые в разрывы: ДМР-315-05.1 (ЗАО «ГЭЛС») (а), ДКМР-2 (СКБ «Ореол») (б) и накладываемые на неподвижную ветвь троса: ДКМ (ОАО НПФ «Геофизика») (в), ICS SK (ООО «Геотек-Прибор») (г)

В табл. 6 приведены параметры датчиков измерения реактивного момента, примеры установки электромагнитного и тензометрического датчиков показаны на рис. 14.

Таблица 6

Технические характеристики датчиков измерения реактивного момента

Параметры	ДМР-315-05.1	ДКМР-2	ICS SK-01(02)	ДМР-315-05.1
Производитель	ЗАО «ГЭЛС»	СКБ «Ореол»	ООО «Геотек-Прибор»	ЗАО «ГЭЛС»
Диапазон измерений силы, кНм	0,5–50	0–60	0–50 (0–100)	0–10 0–30
Основная приведенная погрешность измерений δ , %	±1,0	±1,0	±3,0	±(0,3+0,015X)
Дополнительная погрешность измерений, обусловленная отклонением температур на каждые 10°C, δ_t , %	±0,5	—	—	—
Диапазон рабочих температур окружающей среды, °C	−50...+50	—	—	—
Габаритные размеры, мм	650×115×180	—	—	280×160×80
Масса, кг, не более	15	—	—	3,5



a

b

Рис. 14. Пример датчиков момента на роторе:

- a* – электромагнитный, установленный на силовом кабеле фазы электропривода;
б – тензометрический на сжатие, установленный под «лапой» опоры редуктора привода ротора буровой установки

Типовые кривые изменения момента привода бурового инструмента при бурении скважины и в момент возникновения аварии приведены на рис. 15.

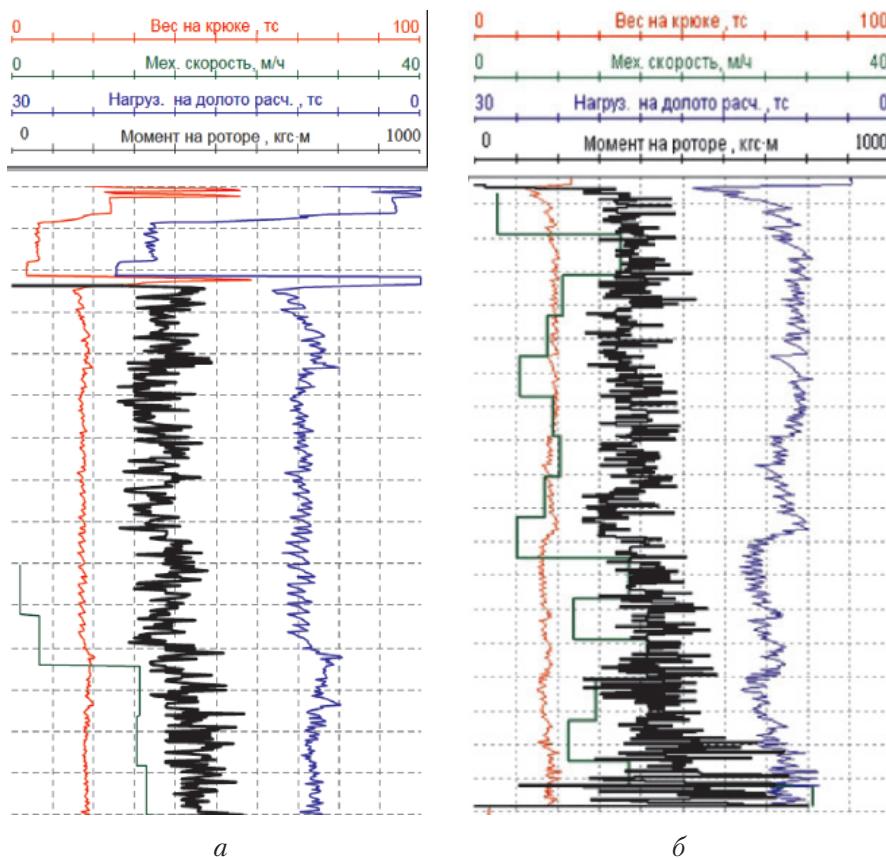


Рис. 15. Типовые кривые данных момента на роторе при:

- a* – бурении; *б* – бурении с последующим возникновением аварийной ситуации (слом квадрата)

Датчик ДКМ

Ниже приведено более подробное описание некоторых датчиков.

Крутящий момент роторного стола, приводящего во вращение колонну труб с инструментом, определяются по изменению натяжения цепной передачи датчиком, который устанавливается под ведущей ветвью цепи привода (рис. 16).

При помощи регулировочного болта 2 и тарельчатой пружины 3 создаётся начальная стрела прогиба цепи привода роторного стола в месте со-прикосновения звёздочки 4, установленной на рычаге 1, с цепью. При изменении момента натяжение цепи меняется, что приводит к перемещению траверсы 5. Перемещение последней влечёт за собой деформацию тарельчатой пружины и смещение рычага 1, связанного с измерительной обмоткой преобразователя и вторичным прибором.

Датчик ДКМ устанавливается под ведущей ветвью цепи привода как изображено на рис. 17, общий вид датчика приведен на рис. 18, его основные характеристики указаны в табл. 7.

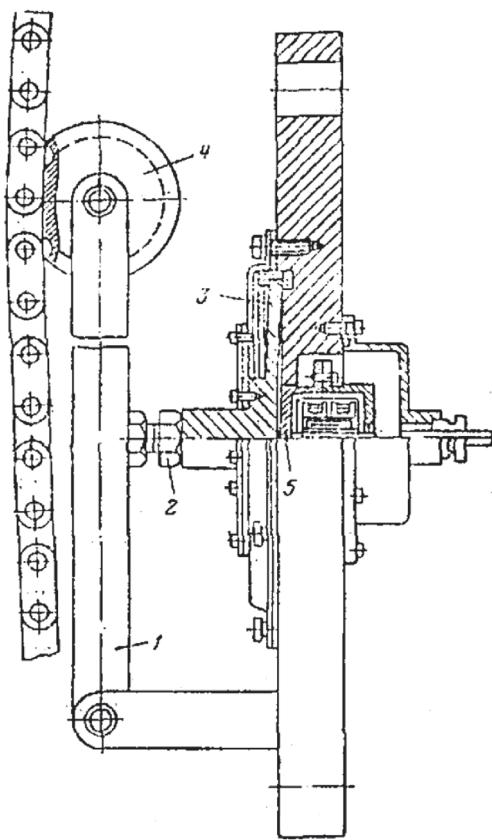


Рис. 16. Схема датчика ДКМ

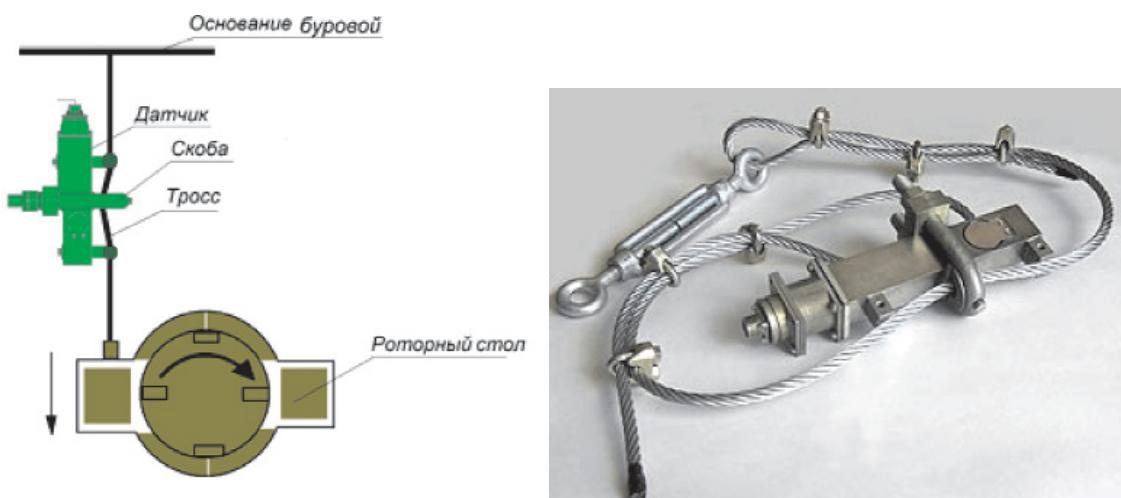


Рис. 17. Схема установки датчика ДКМ

Рис. 18. Общий вид датчика ДКМ

Таблица 7

Технические характеристики датчика ДКМ

Параметры	Значение
Диапазон измерения, кН·м	0–10 (по заказу) 0–30
Уровень выходного сигнала, В	от 0 до 5
Напряжение питания, В	12
Вес, кг	3,5
Габариты, мм	280×160×80

Датчик ДМР-Т

Датчик предназначен для контроля крутящего момента роторного стола на буровых установках с угловым редуктором путем измерения силы реакции опоры редуктора. Датчик момента на роторе ДМР-Т используется в системе СКМ «Ротор», в системе «Контур-2» и в составе различных станций геологотехнологических исследований (ГТИ) скважин.

Принцип действия основан на том, что усилие, действующее на опорную пяту датчика, пропорционально моменту сопротивления вращению ротора. Это усилие вызывает деформацию упругого элемента тензометрического преобразователя силы и разбаланс его электрического моста. Нормирующий усилитель приводит величину этого разбаланса к стандартному диапазону величин.

Датчик ДМР-Т состоит из тензометрического преобразователя силы и нормирующего усилителя. Для передачи усилия на тензометрический преобразователь в верхней части датчика установлен подпружиненный шток с опорной пятой. Нормирующий усилитель собран в отдельном корпусе и подключен к тензометрическому преобразователю электрическим кабелем через разъемное соединение. Для установки на плоской поверхности датчик имеет монтажный фланец. Все составные части датчика выполнены из стали с антикоррозионным покрытием.

Датчик устанавливается на опору редуктора привода ротора и воспринимает усилие реакции опоры (сжатие) (рис. 19), его характеристики приведены в табл. 8.



Рис. 19. Общий вид датчика
ДМР-Т

Таблица 8

Технические характеристики датчика момента на роторе ДМР-Т

Параметры	Значение
Диапазон измеряемых усилий, кН	0–60
Диапазон изменения выходного сигнала, В	0–10 (возможно 0–5)
Основная приведенная погрешность измерения усилия, %	±2
Диапазон рабочих температур, °С	−40... + 50
Напряжение питания, В	+12...+15
Габаритные размеры датчика, мм	132×125×190
Масса, кг	8

Датчик ДМЦ-Т

Датчик предназначен для контроля крутящего момента роторного стола на буровых установках с цепным приводом. Датчик момента на роторе ДМЦ-Т используется в системе СКМ «Ротор», в системе «Контур-2» и в составе различных станций ГТИ (геолого-технологических исследований) скважин (рис. 20).

Датчик состоит из преобразователя ДМР-Т и оснастки с монтажным основанием и рабочим колесом. *Принцип действия* основан на том, что усилие, возникающее при натяжении цепи привода – пропорционально моменту сопротивления вращению ротора. Это усилие передается через рабочее колесо и вызывает деформацию упругого элемента преобразователя ДМР-Т и разбаланс его электрического моста. Нормирующий усилитель приводит величину этого разбаланса к стандартному диапазону величин.

Датчик устанавливается под ведущей ветвью цепи привода ротора и воспринимает через рабочее колесо усилие, возникающее при натяжении цепи, характеристики датчика указаны в табл. 9.



Рис. 20. Общий вид датчика ДМЦ-Т

Таблица 9

Технические характеристики датчика момента на роторе ДМЦ-Т

Параметры	Значение
Диапазон измеряемых усилий, кН	0–60
Диапазон изменения выходного сигнала, В	0–10 (возможно 0–5)
Основная приведенная погрешность измерения усилия, %	±2
Диапазон рабочих температур, °С	−40...+50
Напряжение питания, В	+12...+15
Габаритные размеры датчика, мм	600×200×390
Масса, кг	70

Датчик ДМЭ

Датчик предназначен для контроля электрической мощности в цепи электропривода ротора буровой установки и служит для косвенного определения величины момента на роторе. Датчик момента на роторе ДМЭ используется в системе «Контур-2» и в составе различных станций геолого-технологических исследований (ГТИ) скважин (рис. 21), технические характеристики указаны в табл. 10.



Рис. 21. Общий вид датчика ДМЭ

Принцип действия основан на прямой зависимости величины момента на роторе буровой установки от величины тока в силовой части электропривода ротора. Ток, протекающий по одной фазе силового электрического кабеля питания электропривода ротора буровой установки, пропорционален выходному напряжению преобразователя тока. Использование в конструкции преобразователя тока сенсора на эффекте Холла позволяет измерять как переменный, так и постоянный токи в питающем кабеле. Напряжение постоянного и переменного токов модуль нормализации приводит к стандартному диапазону величин. Метод преобразования – измерение средневыпрямленного сигнала.

Таблица 10
Технические характеристики датчика момента на роторе ДМЭ

Параметры	Значение
Диапазон измерения тока, А	0–1000
Погрешность измерений, %	0,5
Род измеряемого тока	Постоянный, переменный
Метод электрического преобразования	Компенсационный
Диапазон изменения выходного сигнала, В	0–10
Электрическая прочность изоляции, кВ	6
Диапазон рабочих температур, °С	–0...+65
Напряжение питания, В	±15
Габаритные размеры датчика, мм	178×105×75
Масса, кг	1,8

Датчик устанавливается на силовой кабель фазы электропривода ротора буровой установки.

Датчик ДМР-Д

Датчик ДМР-Д для измерения крутящего момента на роторе буровых установок с угловым редуктором через измерение силы реакции опоры редуктора. Датчик момента на роторе ДМР-Д используется в системе СКМ «Ротор», в системе «Контур-2» и в составе различных станций геолого-технических исследований (ГТИ) скважин (рис. 22).

Принцип действия основан на том, что усилие, действующее на опорную пятку датчика, пропорционально моменту сопротивления вращению ротора. Это усилие вызывает упругую деформацию мембранны, на которой закреплены узлы дифференциального трансформатора (LVDT). При изгибе мембранны, возникающее рассогласование в обмотках трансформатора формирует электрический сигнал, пропорциональный величине деформации. При накоплении массива измеренных значений не менее 10 раз в секунду, микроконтроллер платы преобразования вычисляет усредненное значение сигнала и приводит его к стандартному диапазону величин.

Датчик ДМР-Д состоит из цилиндрического корпуса с упругой силовой мембраной и платы преобразования. Для передачи усилия на мембране установлена опорная пятка. Механический изгиб упругой мембранны преобразуется в электрический сигнал с помощью дифференциального трансформатора (LVDT). Для установки на плоской поверхности датчик имеет монтажный фланец. Все составные части датчика выполнены из стали с антикоррозионным покрытием. Подключение к датчику осуществляется кабелем через металлический гермоввод. Датчик устанавливается на опору редуктора привода роторного стола и воспринимает усилие реакции опоры (сжатие), технические характеристики приведены в табл. 11.



Рис. 22. Общий вид датчика
ДМР-Д

Таблица 11

Технические характеристики датчика момента на роторе ДМР-Д

Параметры	Значение
Диапазон измеряемых усилий, кН	0–60
Диапазон изменения выходного сигнала, В	0–10
Диапазон рабочих температур, °С	–40...+50
Напряжение питания, В	+12...+15
Габаритные размеры датчика, мм	120×120×190
Масса, кг	7

ДАТЧИКИ ВЕСА БУРОВОГО ИНСТРУМЕНТА

Датчики предназначены для измерения веса бурового инструмента и контроля нагрузки на долото при бурении скважин с вертикальным стволом, а также веса на крюке буровой установки при различных технологических операциях.

Измерение веса бурового инструмента – одна из важнейших задач технологических исследований в процессе строительства скважины, с помощью которой определяются:

- постановка долота на забой, начальное время бурения, момент соприкосновения долота и породы;
- критические проявления пластовых флюидов;
- осложнения в процессе бурения, проработки ствола скважины и СПО (образование прихватов инструмента);
- аварии, связанные с деформациями инструмента (например, слом бурильной колонны).

Датчики измерения веса, получившее наибольшее распространение при геолого-технологических исследованиях, можно разделить на две группы:

- датчики натяжения неподвижной ветви талевого каната («мертвого конца»);
- датчики растяжения конструкций крепления неподвижной ветви талевого каната.

Датчики натяжения неподвижной ветви талевого каната

Датчики натяжения состоит из тензорезистивного первичного преобразователя силы, нормирующего усилителя и механизма натяжения каната, обеспечивающего регулировку угла его защемления (рис. 23, 24).

Принцип работы основан на разложении усилия натяжения талевого каната в неподвижной его части на продольное и поперечное усилия. Поперечное усилие, передаваемое на первичный преобразователь силы, вызывает разбаланс моста первичного преобразователя. Нормирующий усилитель приводит величину этого разбаланса к стандартному диапазону величин. Датчики натяжения устанавливаются на неподвижной ветви талевого каната. Преимущества такой конструкции и места установки в ее мобильности, легкости монтажа, удовлетворяющей точности.

Недостатки тесно связаны с достоинствами датчика. Из-за того, что датчик является съемным и не имеет жесткой опоры, происходит увеличение гистерезиса. Также показания датчика вплотную зависят от диаметра, степени фиксации в промежутке датчика, деформации и степени натяжения каната, основные характеристики указаны в табл. 12.

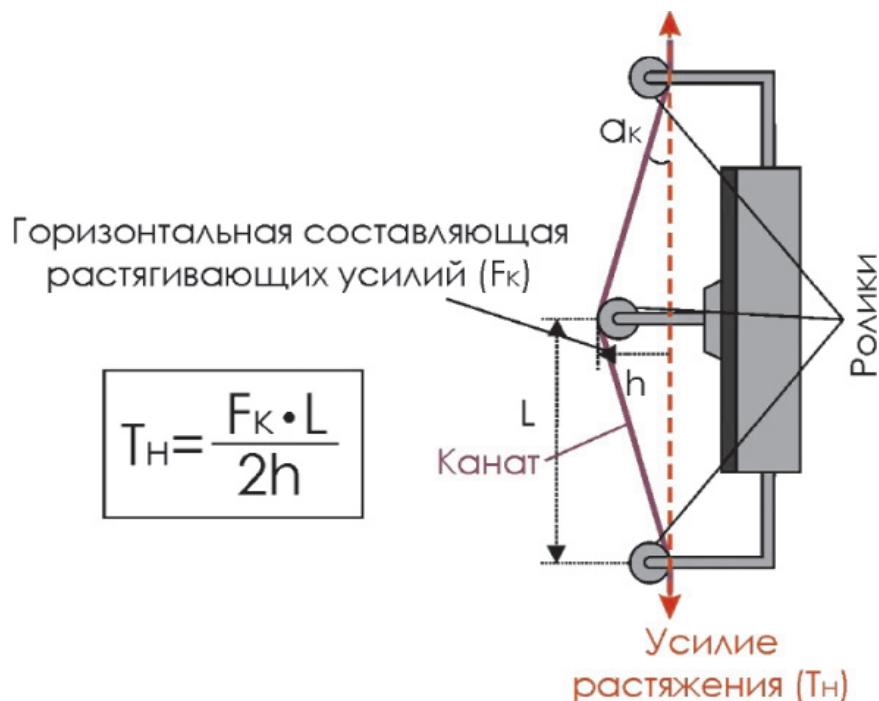


Рис. 23. Принцип действия датчика веса, монтируемого непосредственно на неподвижном конце талевого каната

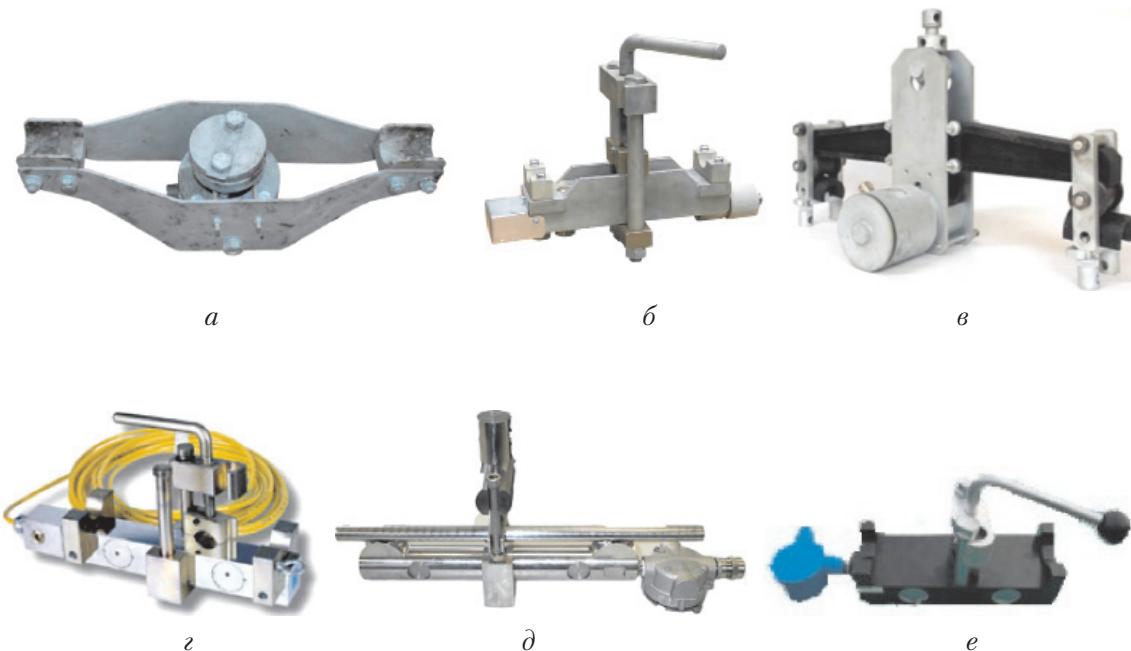


Рис. 24. Датчики натяжения неподвижной ветви талевого каната:
 а – ДНТК (ЗАО НППГА «Луч»); б – ДНК-2 (ООО НПФ «Геосфера»);
 в – ДНК-311-06 (ЗАО «ГЭЛС»); г – ТСЕ-100Н (MDTotco (в СГТИ Totco, Weatherford,
 PetroServices)); д – PRF5000 (Metior S.L.R., в СГТИ Geolog); е – XLD 100k-45T (LidaLTD)

Таблица 12

Технические характеристики датчика ДНК

Параметры	ДНТК	ДНК-311-06	ICS SW-01	ДНК-2	ДАВ-20	ДНК	ДВ	ДСТ-Н	ДН 130	ТСЕ-100Н	PRF 5000	XLD 100k-45T
Производитель	ЗАО НППА «Луч»	ЗАО «ГЭЛС»	ООО «Геотек-Прибор»	ООО НПФ «ГеоСфера»	ТПГ	ОАО НПФ «Геофизика»	СКБ «Ореол»	ООО «Тензо-Измеритель»	ООО НПП «ПетроЛайн-А»	MD Totco (США)	Метр S.R. (Италия)	Lida LTD (Китай)
Диаметр галевого каната, мм	20–50	25–39	—	—	—	—	—	—	32	16–38	22–50	—
Диапазон измерения усилий, кН	1–200	8–400	0–227	0–170	0–200	0–100	0–150	0–50	0–500	0–440	0–500	0–440
Основная приведенная погрешность δ , %, не более	$\pm 0,025$	± 2	$\pm 0,2$	$\pm 0,01$	± 1	$\pm (0,4+0,04)$	± 1	$\pm 0,5$	± 3	$\pm 0,2$	$\pm 0,01$	—
Дополнительная погрешность на каждые 10°C, δ , %, не более	—	$\pm 0,5$	—	$\pm 0,011$	$\pm 0,25$	—	—	$\pm 0,25$	—	$\pm 0,01$	$\pm 0,005$	—
Масса, кг, не более	5	13	—	14	6	7	—	6,5	4–14	7,7	—	—
Диапазон рабочих температур, °C	$-40...+50$	$-50...+50$	—	$-40...+70$	$-50...+50$	—	—	$-30...+50$	$-40...+50$	$-40...+82$	$-20...+70$	$-30...+60$
Габаритные размеры, мм	370×130×110	560×210×400	—	360×140×330	280×175×102	300×200×115	—	290×100×100	—	$457 \times 114 \times 254$	—	—

Пример установки датчиков натяжения талевого каната приведен на рис. 25.

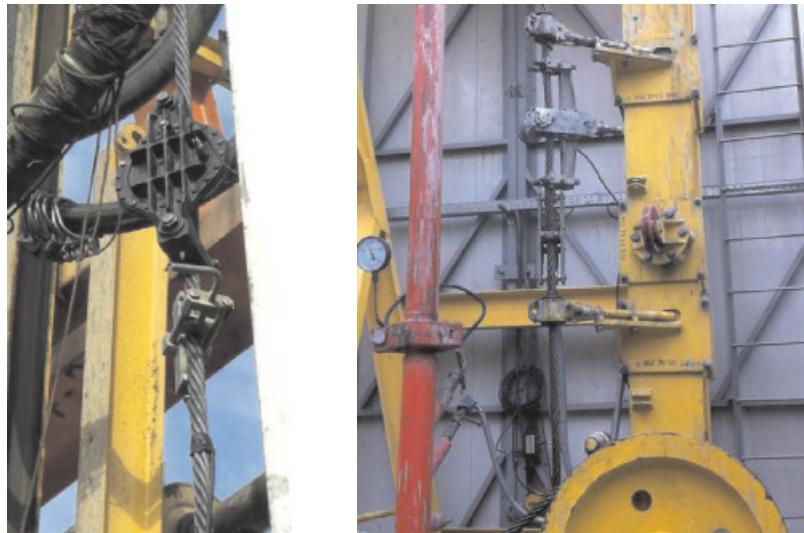


Рис. 25. Пример датчиков натяжения талевого каната, установленных на «мертвом конце»

Принцип действия индикатора веса бурового инструмента (рис. 26) основан на преобразовании усилия Q натяжения каната 2, преломленного между крайними опорами на корпусе 1 и поплавком 3, опирающимся на мембрану 4, в давление в камере трансформатора и последующем его измерении манометром 6.

Давление в камере и усилие натяжения каната связаны зависимостью

$$P = (2Q/F)x \cos\alpha,$$

где F – эффективная площадь мембранны; α – угол преломления каната.

Индикатор (рис. 27) состоит из трансформатора давления 3 и блока вторичных приборов 1, соединенных трубопроводом 2.

В зависимости от модификации индикатора блок вторичных приборов, смонтированный на раме 5, включает:

- 423311.002 – указатель 6 с основной и верньерной шкалой, пресс-бачок 7 и манометр самопищущий 4 типа ДМ-2001 с часовым приводом диаграммы;
- 423311.002-01 – указатель с основной шкалой и пресс-бачок и манометр самопищущий;
- 423311.002-02 – указатель с основной шкалой и пресс-бачок.

Пресс-бачок закреплен непосредственно на указателях.

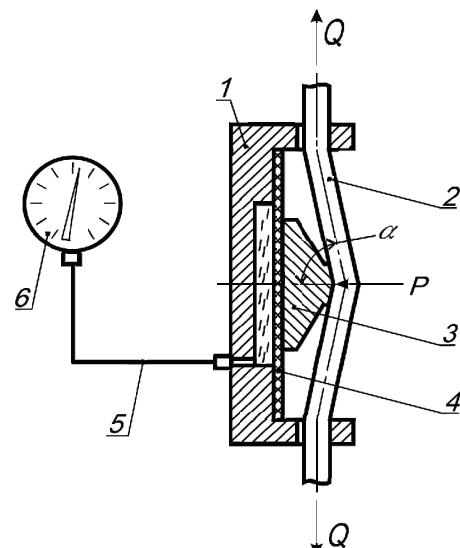


Рис. 26. Индикатор веса буровой колонны:
1 – корпус гидравлического трансформатора; 2 – канат; 3 – поплавок; 4 – мембрана;
5 – трубопровод соединительный; 6 – манометр

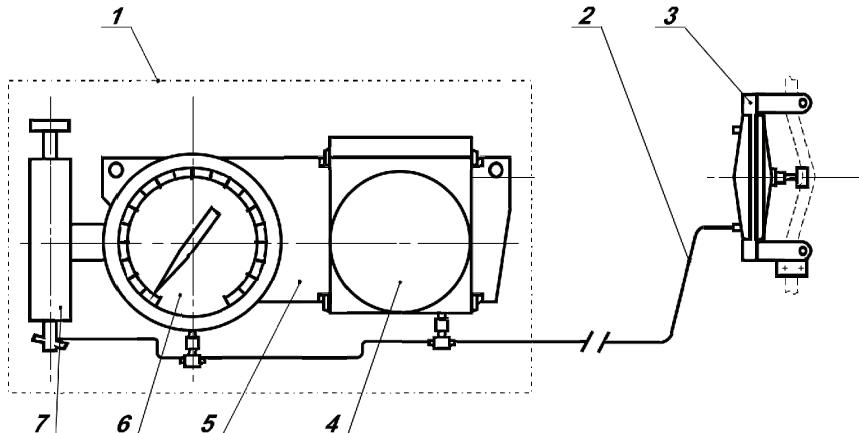


Рис. 27. Схема индикатора веса буровой колонны:
1 – блок вторичного привода; 2 – трубопровод соединительный; 3 – трансформатор давления;
4 – манометр самопишущий; 5 – рама; 6 – указатель; 7 – пресс-бачок

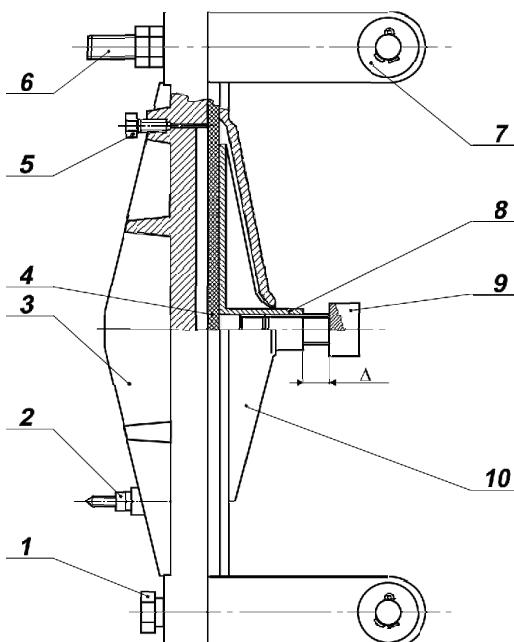


Рис. 28. Трансформатор давления:
1 – болт; 2 – штуцер; 3 – корпус;
4 – мембрана; 5 – пробка; 6 – шпилька;
7 – обойма; 8 – поплавок; 9 – упор;
10 – крышка

Трансформаторы давления (рис. 28) выпускаются двух типов, одинаковых по конструкции и различающихся эффективной площадью мембранны и расстоянием между крайними опорами и, следовательно, размерами составных частей.

На краях корпуса 3 крепятся крайние опоры, несущие ролики, обоймы 7, одна из которых – постоянно закреплена двумя болтами 1 с пружинными шайбами, другая, съемная, двумя шпильками 6 с гайками и контргайками. В средней части корпуса расположена камера, закрываемая гибкой плоской мембраной 4. Мембрана зажата на корпусе болтами M8 через крышку 10. На мембрану опирается поплавок 8, в котором на резьбе установлен упор 9, являющийся средней опорой. На цилиндрической поверхности поплавка нанесены три риски, совпадения средней риски с торцом

крышки означает среднее положение мембранны в трансформаторе давления, две крайние – предельные положения (при выпуклой и вогнутой мембранны). Положение упора в поплавке определяется величиной зазора между торцом поплавка и нижним торцом упора и фиксируется относительно крышки проволокой с пломбой. В дне корпуса расположены два отверстия: одно – для выпуска воздуха, закрывается пробкой 5, в другом установлен штуцер 2, к которому подсоединяется соединительный трубопровод.

Указатели (рис. 29, 30) состоят из корпуса 1 с застекленной крышкой, установленной на корпусе на петле и закрываемой замком. На дне корпуса закреплен манометрический механизм.

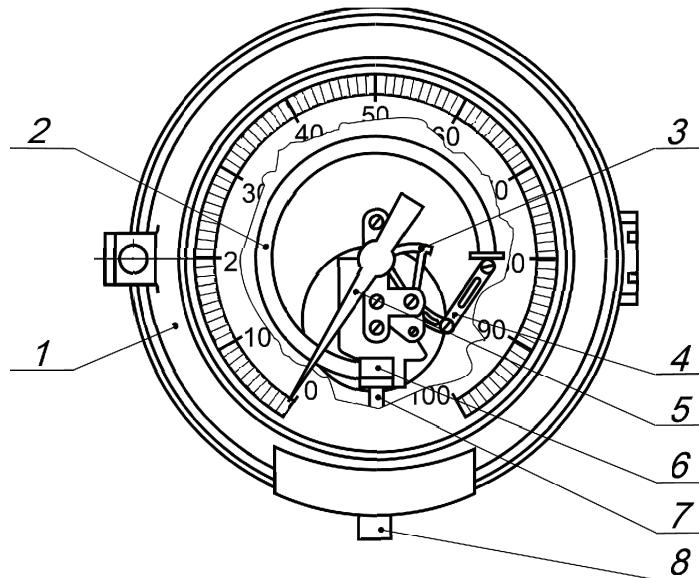


Рис. 29. Манометрический указатель давления с основной шкалой:
1 – корпус; 2 – манометрическая пружина; 3 – трибосекторный механизм;
4 – тяга; 5 – стрелка; 6 – держатель; 7 – трубопровод; 8 – тройник

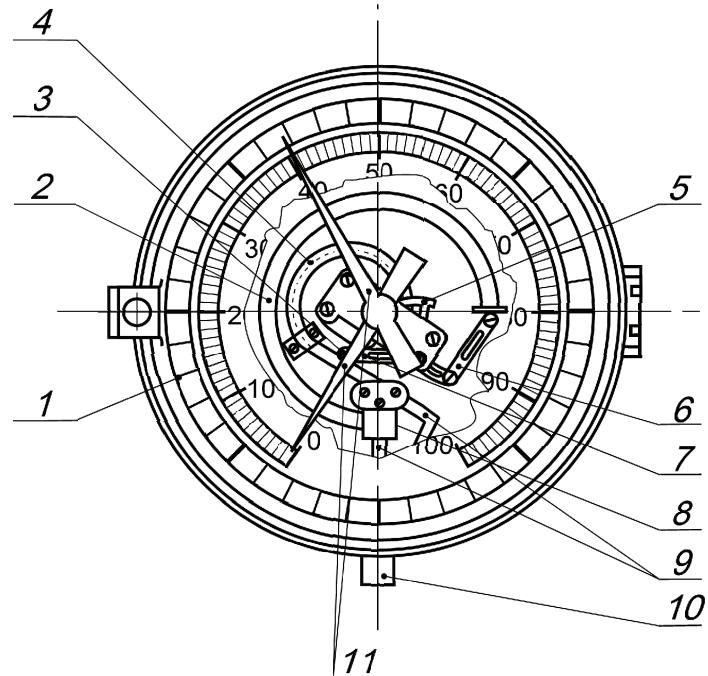


Рис. 30. Манометрический указатель давления с веньерной шкалой:
1 – корпус; 2 – манометрическая пружина веньерного механизма;
3 – основной трибосекторный механизм; 4 – манометрическая пружина основного
механизма; 5 – веньерный трибосекторный механизм; 6 – тяги веньерного механизма;
7 – тяги основного механизма; 8 – держатель; 9 – трубопровод; 10 – тройник; 11 – трелки

Манометрический механизм указателя с основной шкалой (рис. 29) состоит из трубчатой манометрической пружины, неподвижный конец которой впаян в держатель 6, а свободной тягой 4, регулируемой по длине, шарнирно соединен с сектором трибосекторного механизма 3. На конце трубы механизма крепится стрелка 5. Шкала, имеющая на дуге 270 градусов 100 равномерных делений, оцифрованных через каждые 10 делений, закреплена на корпусе указателя. Держатель трубопроводом 7 соединен с тройником 8, закрепленном на боковой поверхности корпуса.

Манометрический механизм совмещенного указателя с основной и верньерной шкалой (рис. 30) состоит из двух совмещенных механизмов, конструктивно аналогичных механизму указателя с основной шкалой и отличающихся друг от друга размерами манометрических пружин и передаточным отношением трибосекторного механизма. Трибосекторный механизм совмещенного указателя имеет две трибки, находящиеся на одной оси, на которых закрепляются стрелки.

Шкала совмещенного указателя имеет 40 неоцифрованных равномерных делений верньерной шкалы и 100 равномерных делений основной шкалы. Угол поворота стрелки при максимальном давлении 1,0 МПа составляет для основной шкалы 270°, верньерной – 1800°.

Пресс-бачок (рис. 31) состоит из корпуса 2, в дно которого вварен запорный вентиль 1, и крышки 6, закрепленной на корпусе на резьбе. В центральном резьбовом отверстии крышки установлен винт 4 с воротком 5, шарнирно соединенный с поршнем 7, имеющим резиновое уплотняющее кольцо 8.

Заполнение пресс-бачка производится через заливочное отверстие в крышке, закрываемое пробкой 3, при верхнем положении поршня.

В зависимости от назначения индикатор выпускается в семи модификациях, различающихся типом трансформатора давления и составом блока вторичных приборов:

- ГИВ6-М2-1 – совмещенный указатель (с основной и верньерной шкалой), пресс-бачок, манометр самопищий ДМ-2001, трансформатор ТД-300;

- ГИВ6-М2-2 – совмещенный указатель (с основной и верньерной шкалой), пресс-бачок, манометр самопищий ДМ-2001, трансформатор ТД-150 (см. рис. 30);

- ГИВ6-М2-3 – указатель с основной шкалой, пресс-бачок, манометр самопищий ДМ-2001, трансформатор ТД-300;

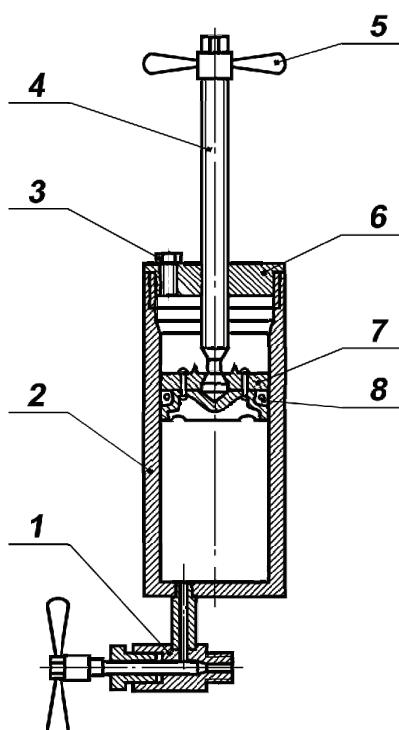


Рис. 31. Пресс-бачок индикатора веса буровой колонны:

1 – запорный механизм;
2 – корпус; 3 – пробка; 4 – винт;
5 – вороток; 6 – крышка;
7 – поршень; 8 – кольцо

- ГИВ6-М2-4 – указатель с основой шкалой, пресс-бачок, манометр самопищий ДМ-2001, трансформатор ТД-150;
- ГИВ6-М2-5 – указатель с основой шкалой, пресс-бачок, трансформатор ТД-150;
- ГИВ6-М2-6 – указатель с основой шкалой, указатель с верньерной шкалой, пресс-бачок, манометр самопищий ДМ-2001, трансформатор ТД-300;
- ГИВ6-М2-7 – указатель с основой шкалой, указатель с верньерной шкалой, пресс-бачок, манометр самопищий ДМ-2001, трансформатор ТД-150 (см. рис. 29).

Основная приведенная погрешность измерения усилий натяжения каната (в % от максимального усилия).

Индикаторы с трансформатором давления ТД-150 имеют приведенную погрешность $\pm 4\%$. Приведенная погрешность индикаторов с трансформатором давления ТД-300 – равна $\pm 2,5\%$.

Дополнительная погрешность при отклонении температуры от $(20 \pm 5)^\circ\text{C}$ на каждые $10^\circ\text{C} - \pm 0,5\%$ от максимального усилия.

Максимальное давление в гидравлической системе индикатора – 1 МПа.

Рабочая жидкость гидравлической системы индикатора – жидкости полиметилсиликсановые ПМС-5; ПМС-6; ПМС-10 ГОСТ 13032-77 или аналогичные по физическим свойствам.

Датчик веса на крюке НПП «Геосфера» предназначен для измерения нагрузки на крюке. Принцип действия датчика основан на измерении силы натяжения талевого каната на «мертвом» конце с применением тензометрического датчика усилий (рис. 32, 33).

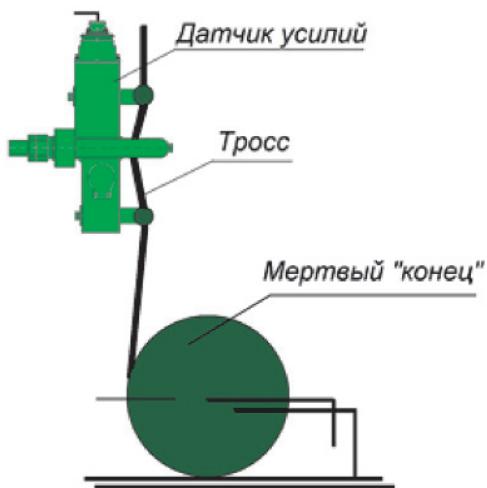


Рис. 32. Принцип действия датчика веса на крюке

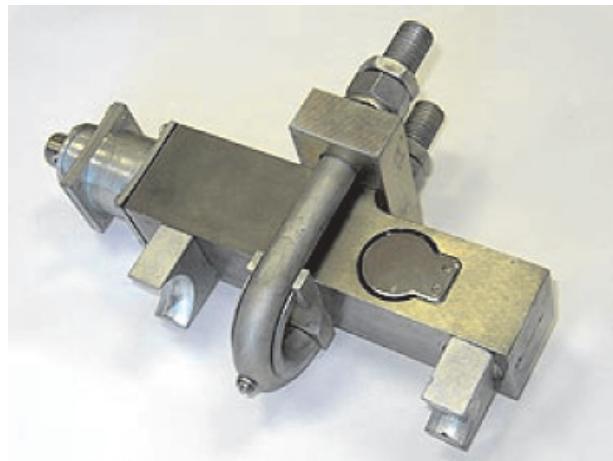


Рис. 33. Общий вид датчика веса на крюке

Датчик устанавливается на неподвижном конце талевого каната и имеет характеристики, указанные в табл. 13.

Таблица 13

Технические характеристики датчика веса на крюке

Параметры	Значение
Диапазон измерения, т по заказу	0–100 0–200 0–300
Уровень выходного сигнала, В	от 0 до 5
Напряжение питания, В	+12
Масса, кг	7
Габариты, мм	300×200×115
Предел допускаемой основной абсолютной погрешности	±(0,4+0,04)

Тензометрический датчик растяжения конструкций крепления неподвижной ветви талевого каната

Датчик представляет из себя тензоизмеритель, прикрепленный через подшипники к элементам («рычаг») барабана «мертвого конца» (рис. 34, 35).

Под действием инструмента канат натягивается, барабан поворачивается и рычаг давит на датчик, закреплённый на опоре.

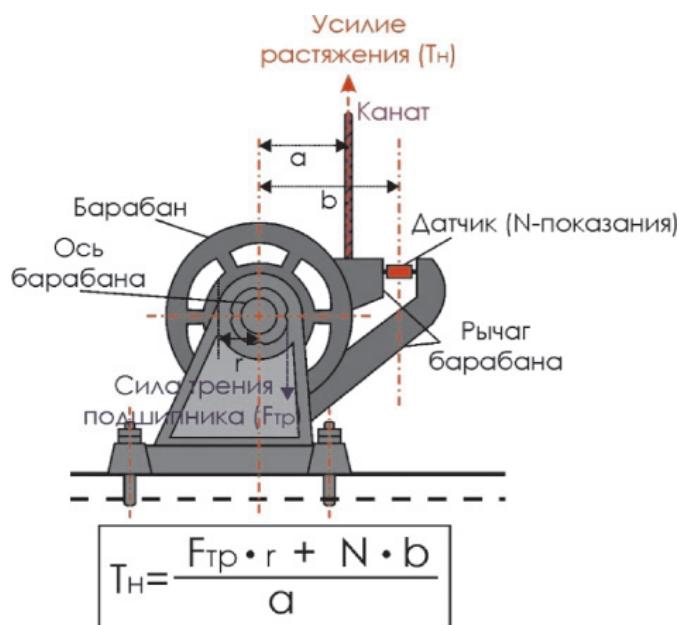


Рис. 34. Принцип действия датчика растяжения конструкций крепления неподвижной ветви талевого каната

Такая установка датчика обладает лучшими характеристиками, нежели датчики, установленные непосредственно на канате, так как канат не деформируется, на показания датчика не влияет диаметр каната, уменьшается гистерезис и отсутствует погрешность, связанная с нелинейностью шкалы.

Однако в данном случае необходимо учитывать трение в подшипнике барабана, которое увеличивает порог чувствительности датчика к изменению

натяжения каната. Также монтаж датчика достаточно сложен, из-за чего этот тип датчиков для измерения веса не получил широкого распространения.



Рис. 35. Пример установки датчика растяжения конструкций крепления (ICS SW-00) (ООО «Геотек-Прибор»), диапазон измерения силы натяжения, кН (тс) – 0-227 (22,7); пределы допускаемой основной приведенной погрешности (от верхнего диапазона измерений), % – $\pm 0,2$)

На рис. 36 приведены примеры выходных параметров датчиков веса при бурении и при авариях.

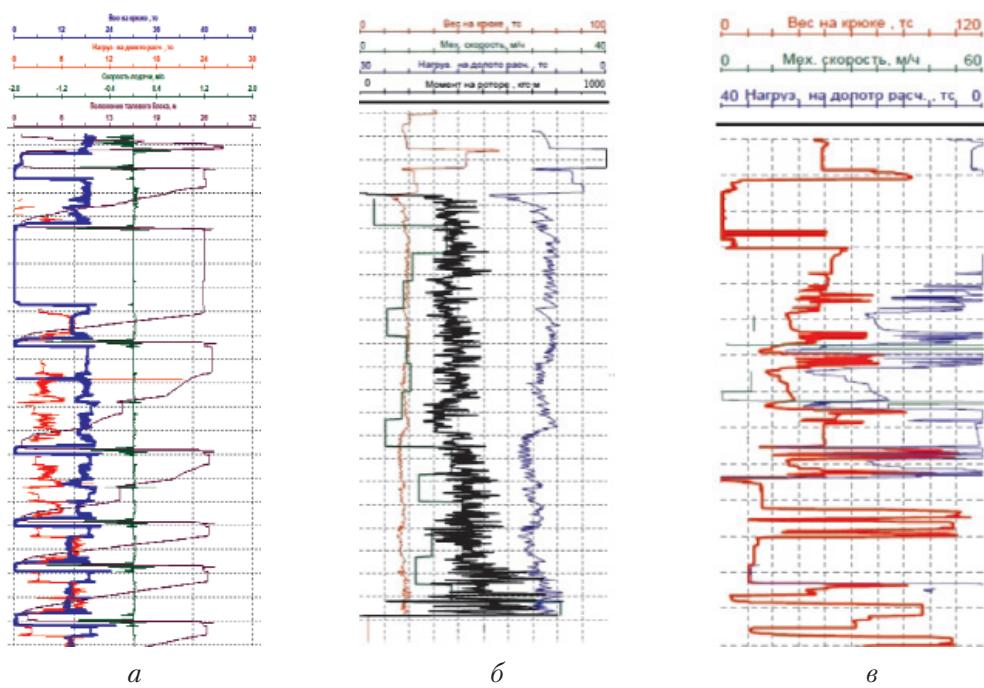


Рис. 36. Типовые кривые данных датчика веса при:
а – бурении (с небольшими затяжками); б – бурении с последующим сломом квадрата;
в – прихвате инструмента (Затяжки и посадки)

Далее подробнее рассмотрим некоторые датчики.

Датчик веса на крюке ДНК-2 предназначен для измерения веса бурового инструмента и контроля нагрузки на долото при бурении скважин с вертикальным стволом, а также веса на крюке буровой установки при различных технологических операциях (рис. 37).

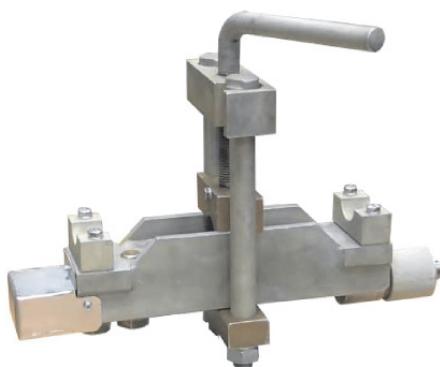


Рис. 37. Общий вид датчика ДНК-2

Принцип работы ДНК-2 основан на разложении усилия натяжения талевого каната в неподвижной его части на продольное и поперечное усилия. Поперечное усилие, передаваемое на первичный преобразователь силы, вызывает разбаланс моста первичного преобразователя. Нормирующий усилитель приводит величину этого разбаланса к стандартному диапазону величин.

Датчик веса ДНК-2 состоит из тензорезистивного первичного преобразователя силы, нормирующего усилителя и механизма натяжения каната, обеспечивающего

регулировку угла его защемления. Регулирование величины угла преобразования усилия производится при помощи установки-снятия регулировочных пластин под опорными ложементами датчика. Все составные части датчика ДНК-2 выполнены из стали с антикоррозионным покрытием.

Датчик ДНК-2 устанавливается на неподвижной ветви талевого каната.

Датчик веса ДНК-2 отличается улучшенными точностными и температурными характеристиками (табл. 14). Особенности конструкции позволяют легко устанавливать датчик на талевом канате и снимать его.

Таблица 14
Технические характеристики датчика веса на крюке ДНК-2

Параметры	Значение
Диапазон измеряемых усилий натяжения неподвижной части талевого каната, кН	0–170
Угол преобразования силы натяжения, град	5
Систематическая погрешность преобразования тензоизмерителя, %, не более	+0,025
Гистерезис тензоизмерителя, %, не более	0,01
Изменение коэффициента передачи тензоизмерителя на каждые 10°C, %, не более	0,011
Выходной сигнал В	0...+10
Потребление тока, мА, не более	40
Напряжение питания, В	+12...+15
Рабочая температура, °C	-40...+70
Габаритные размеры (длина, ширина, высота), мм	360×140×330
Вес, кг, не более	14

Датчик веса на крюке и нагрузки на долото Weatherford. Вес на крюке и нагрузка на долото замеряются напрямую тензодатчиком (датчиком натяжения талевого каната). Тензодатчик (рис. 38) заранее откалиброван и не зависит от влияний температуры и влажности на гидравлическую систему и устанавливается на неподвижной ветви талевого каната, его характеристики указаны в табл. 15.

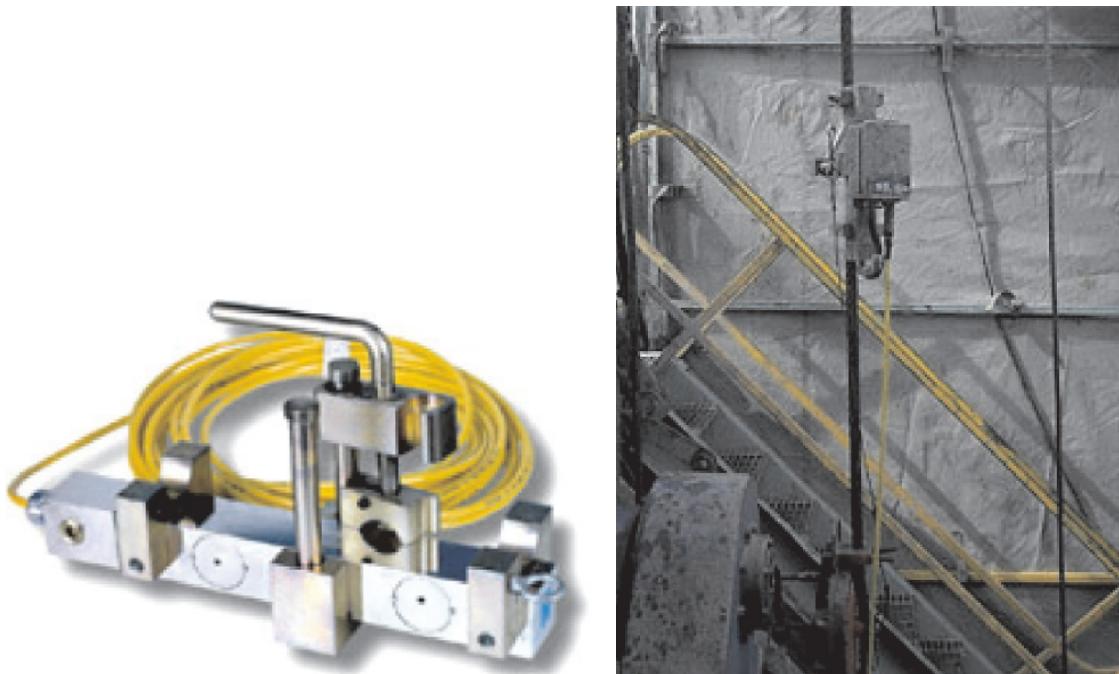


Рис. 38. Общий вид датчика Weatherford

Таблица 15

Технические характеристики датчика Weatherford

Параметры	Значение
Напряжение на входе, В	24
Вес, кг	7,7
Размеры, мм	457×114×254
Диаметр каната, мм	22–51
Температура, °С	-40...+82
Воспроизводимость, %	0,2

ДАТЧИКИ ПОЛОЖЕНИЯ КЛИНЬЕВ РОТОРА

Датчики положения клиньев предназначены для определения состояния клинового зажима инструмента (закрыто/открыто). Это позволяет определять процессы бурения, вести подсчет инструмента в скважине.

Датчики положения клиньев, применяемые при технологических исследований, подразделяются на два типа:

- датчики положения клиньев по давлению в пневмосистеме;
- акселерометрические датчики.

Датчики положения клиньев по давлению в пневмосистеме

Устанавливается в разрыв пневмосистемы привода клиньев ротора при помощи оснастки (разветвителя, тройника).

Принцип работы датчиков заключается в получении с преобразователя давления электрического сигнала, пропорционального давлению воздуха в пневмосистеме привода клиньев ротора.

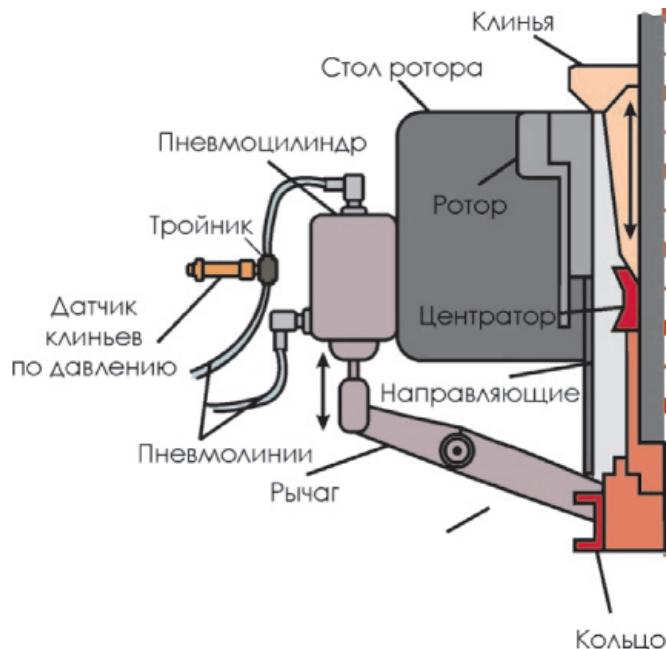


Рис. 39. Схема установки датчика положения клиньев по давлению в линии пневмосистемы

Датчики состоят из тензорезистивного преобразователя давления, и давление воздуха в пневмосистеме клиньев ротора передается на мембрану тензoeлектрического преобразователя без использования средоразделителя. Датчик используется преимущественно как индикатор (рис. 39, 40), характеристики датчиков приведены в табл. 16.



a



b

Рис. 40. Датчики положения клиньев по давлению:
a – ДПК-314-01.1 (ЗАО «ГЭЛС»); *b* – ДКР (ООО НПФ «Геосфера»)

Таблица 16
Технические характеристики

Параметры	ДПК-314-01.1	ДПК-08	ДКР	КРТ-5	27-R-IP
Производитель	ЗАО «ГЭЛС»		ООО НПФ «Геосфера»	ООО «ТД «Автоматика»	Geolog (Италия)
Диапазон измерений давления, МПа	0–2,5	0–2,5	0–0,6	0–1/6/25	0–10
Основная приведенная погрешность измерений после градуировки δ , %	$\pm 4,0$	–	–	$\pm 1,0$	–
Диапазон рабочих температур окружающей среды, °C	–50...+50	–50...+80	–40...+60	–55...+60	–
Габаритные размеры, мм	525×195×195	200×150×50	90×130×40	38×182×28	–

П р и м е ч а н и е . Перечислены некоторые датчики, производимые предприятиями станций ГТИ, возможно использование любого датчика избыточного давления номиналом более 0,5 МПа (в зависимости от давления в пневмосистеме привода клиньев).

Акселерометрические датчики положения клиньев

Относительно новый тип датчиков клиньев пока еще мало распространенный в составе станций ГТИ. Принцип работы заключается в измерении угла наклона привода клиньев относительно гравитационного поля Земли. Датчик устанавливается на подвижной тяге клиньев ротора (рис. 39).

Поскольку определение положения выполняется не при помощи концевого выключателя и не по давлению воздуха в пневмосистеме управления клиньями, то нет необходимости врезаться в пневмосистему. И установка заключается лишь в выборе ровной поверхности, на которой датчик будет надёжно держаться (обычно при помощи магнитов). Показания датчика позволяют также судить о размере зажимаемой трубы, а при выполнении калибровки даже получить числовое значение диаметра.



Рис. 41. Акселерометрические датчики положения клиньев производства:
а – ЗАО АМТ; *б* – ЗАО НПП «Самарские горизонты»



Рис. 42. Пример акселерометрического датчика положения клиньев на подвижной тяге привода клиньев (производства ЗАО АМТ, на основе триаксиального акселерометрического сенсора)

Рис. 43. Типовые кривые данных клиньев ротора при СПО (спуск инструмента)

В настоящее время датчики клиньев акселерометрические встречаются в комплексах СГТИ «КАМА» (совместное производство ЗАО АМТ и ЗАО НППГА «Луч»), АМТ-121 (ЗАО АМТ), и «Волга» (ЗАО НПП «Самарские горизонты») (рис. 41, 42). Типовые графики изменения положения клиньев показаны на рис. 43.

Датчик ДКР положения клиньев

Датчик ДКР (НПП «Неосфера») предназначен для определения положения клиньев роторного стола при проведении геолого-технологических исследований скважин (рис. 44).

Принцип работы датчика ДКР заключается в получении с преобразователя давления электрического сигнала, пропорционального давлению воздуха в пневмосистеме привода клиньев ротора. Нормирующий усилитель приводит величину данного сигнала к стандартному диапазону.

Датчик ДКР состоит из тензорезистивного преобразователя давления, нормирующего усилителя и оснастки для установки.

Давление воздуха в пневмосистеме клиньев ротора передается на мембрану тензоэлектрического преобразователя без использования средоразделителя.

С целью уменьшения влияния вибрации нагнетательной линии, нормирующий усилитель выполнен в отдельном корпусе и подключается к датчику ДКР через кабель с разъемным соединением.

Все составные части датчика ДКР выполнены из стали с антикоррозионным покрытием.

Датчик устанавливается в разрыв пневмосистемы привода клиньев ротора при помощи оснастки (разветвителя), имеет характеристики, указанные в табл. 17.



Рис. 44. Общий вид датчика ДКР

Таблица 17

**Технические характеристики датчика положения клиньев
роторного стола ДКР**

Параметры	Значение
Верхний предел измерения давления, МПа	0,6
Значение перегрузки избыточным давлением, МПа	1,2
Напряжение питания, В	+12...+24
Тип преобразования	Тензорезистивный мост
Выходное напряжение, В (мА)	0...+10 (4...20)
Диапазон рабочих температур, °C	-40...+60
Габаритные размеры датчика, мм	90×130×40
Масса, кг	0,7

ДАТЧИКИ ПЛОТНОСТИ БУРОВОЙ ЖИДКОСТИ

Одним из наиболее важных параметров буровой жидкости является её плотность, определяющая давление на вскрываемые пласты и стеки скважины, перенос энергии от насоса к забойному гидравлическому двигателю и насадкам долота, размыв породы на забое, зашламованность, флюидопроявления и др.

К поддержанию заданной плотности и её точному определению предъявляются жесткие требования. Погрешность в измерении плотности буровой жидкости не должна превышать $0,02 \text{ г}/\text{см}^3$ в диапазоне измерения $0,8\text{--}2,64 \text{ г}/\text{см}^3$.

Для непрерывного автоматического измерения плотности буровой жидкости используются:

- поплавковые (весовые) плотномеры, основанные на определении выталкивающей силы, равной весу вытесненной жидкости;
- резонансные (камертонные) плотномеры, основанные на изменении колебательной (присоединённой) массы, которая, в свою очередь, определяется по изменению резонансной частоты;
- дифманометрические плотномеры, основанные на измерении разницы давления столба жидкости на определенной базе разнесенных датчиков (средоразделителей);
- радиоактивные (гамма-гамма) плотномеры, основанные на регистрации изменения интенсивности гамма-излучения в зависимости от плотности.

Поплавковые (весовые) плотномеры

Датчики поплавкового типа представляют из себя корпус, в нижней части которого находятся металлические грузы определенного объёма (рис. 45). Груз на тонкой нити или тросе подвешен к измерителю веса, расположенному в верхней части корпуса. При изменении плотности контролируемой жидкости изменяется выталкивающая сила, действующая на груз, а значит и сигнал измерителя веса. Датчик градуируется по двум точкам в системе «вес-плотность».

Весовые плотномеры характеризуются достаточными невысокими точностями измерения плотности. На их показания (табл. 18) большое влияние оказывают волновые движения бурового раствора (у датчиков с компенсационным кожухом влияние меньше). Часто встречаются процессы налипания глинистой корки бурового раствора на груз, которые влияют на его показания. В связи с этим, настоящий тип датчиков используется все меньше.

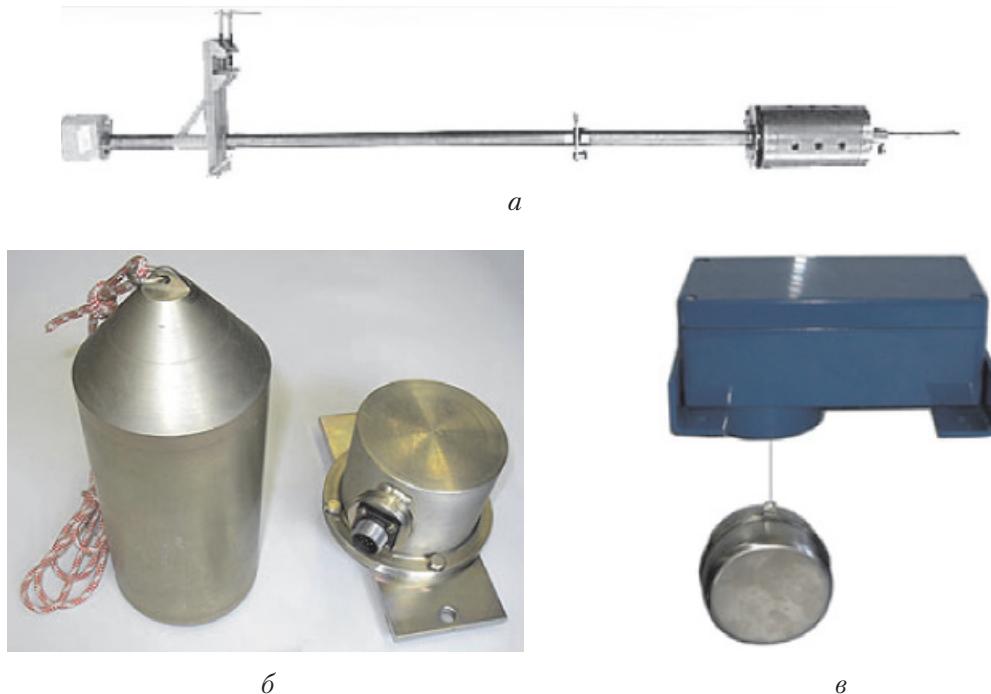


Рис. 45. Плотномеры поплавкового типа:
 а – ДПА-327-02.1Е (ЗАО «ГЭЛС»); б – ДПЖ (ОАО НПФ «Геофизика»);
 в – ДПА-1 (ЗАО АМТ)

Таблица 18

Технические характеристики плотномеров поплавкового типа

Параметры	ДПА-327-02.1Е	ДПЖ	ДПА-1
Производитель		ОАО НПФ «Геофизика»	ЗАО АМТ
Диапазон измерений плотности, г/см ³	0,8–2,5	0–2,0	0–2,6
Основная погрешность измерения в нормальных условиях δ , %	± 1	$\pm(0,01 + 0,01)$	$\pm 0,75$ (во всем диапазоне температур)
Дополнительная погрешность измерения, обусловленная отклонением температур окружающей среды на каждые 10°C, %	$\pm 0,5$	–	–
Масса, кг, не более	12	12,2	–
Диапазон рабочих температур, °C	–50...+85	–	–40...+70
Габаритные размеры, мм	3405×180×518	200×110×105 (1880 со стойкой)	–

Резонансные плотномеры

Резонансные (камертонные) плотномеры (рис. 46) предназначены для измерения плотности жидкости в открытой емкости камертонным преобразователем. Жидкость может быть как ньютоновской (вязкость жидкости не

зависит от скорости движения), так и неньютоновской (вязкость жидкости имеет зависимость от скорости движения). Буровой раствор, как правило, относится к неньютоновским жидкостям.

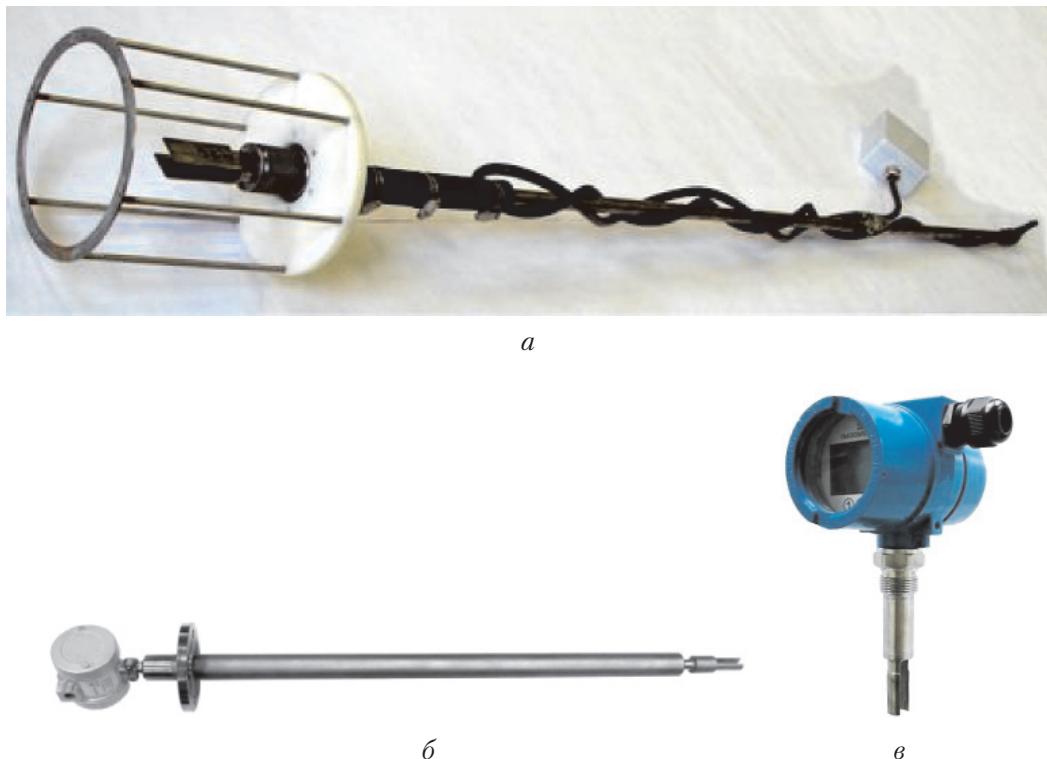


Рис. 46. Плотномеры камертонного типа:
а – ВИП-328-06 (ЗАО «ГЭЛС»); б – Solartron 7826 (Mobrey Measurement, Emerson Electric Manufacturing Co.); в – плотномер 804 (ООО НПП «Пьезоэлектрик»)

Принцип действия основан на определении резонансной частоты вынужденных колебаний камертона, опущенного в контролируемую жидкость. В камертоне расположены два пьезокристалла, один из которых возбуждает в камертоне колебания, а другой является приемником установившихся колебаний. Также в корпусе камертона расположен электронный термометр, позволяющий определять температуру контролируемой жидкости.

В сравнении с известными измерителями плотности, применяемыми для ГТИ, камертонные датчики имеют относительно высокую точность (табл. 19), прочность конструкции, небольшие габариты измерительного элемента, что позволяет устанавливать его в емкостях малого объема или в потоке жидкости (например, в желобе).

В качестве недостатков следует отметить, что в застойных емкостях, особенно при высоковязком растворе, нередки случаи засорения вилки камертона, что вызывает изменение расстояния и приобретенных масс и изменения в показаниях по плотности, что и обуславливает их значительную погрешность.

Таблица 19

Технические характеристики плотномеров камертонного типа

Параметры	ВИП-328-06	Плотномер 804	Solartron 7826
Производитель	ЗАО «ГЭЛС»	ООО НПП «Пьезоэлектрик»	Mobrey Measurement (США)
Диапазон измерений плотности, г/см ³	0,8–2,4	0,6–2,0	0,6–3,0
Основная приведенная погрешность измерений δ , %	$\pm 0,5$	$\pm 0,1$	$\pm 0,1$
Дополнительная приведенная погрешность измерений, обусловленная отклонением температур окружающей среды на каждые 10°C от нормальных условий, %	$\pm 0,5$	$\pm 0,1$	$\pm 0,1$
Повторяемость, г/см ³	—	—	$\pm 0,0001$
Постоянная времени изменения выходного сигнала при изменении плотности с, не более	4	1	—
Допускаемая приведенная погрешность измерения температуры во всем рабочем диапазоне температур, %	$\pm 1,0$	—	$\pm 1,0$
Масса, кг, не более	5	1,5	5
Габаритные размеры, мм	1750×200×200	408×135×135	319–4000×121×121

Дифмонометрические плотномеры

Плотномер (рис. 47) состоит из датчика дифференциального давления с разделителями сред, мембранных которых разнесеными по глубине, или из двух датчиков абсолютного давления, также разнесенных на определенную базу.

Объемная плотность ПЖ определяется по разности гидростатического давления жидкости, измеренной датчиком дифференциального давления в разделителях сред, разнесенных друг от друга по высоте на определенном расстоянии. Выходной сигнал датчика дифференциального давления пропорционален плотности ПЖ.

Наиболее распространены конструкция датчиков, состоящая из датчика дифференциального давления, и разделителей сред. Разделители сред представлены трубками, заполненными жидкостью с низкой плотностью и сжимаемостью (обычно, машинное масло), соединяющиеся со средой посредством тонких алюминиевых пластин, либо «колоколами» с воздушными полостями. Данная конструкция обладает относительно высокой точностью и надежностью, связанной с разнесением датчика и агрессивной среды и типом датчика. Главным недостатком датчиков с разделителем сред является жидкость для передачи давления, которое обладает своей (хоть и мало) плотностью, что уменьшает точность исследования при низких плотностях промывочной жидкости.

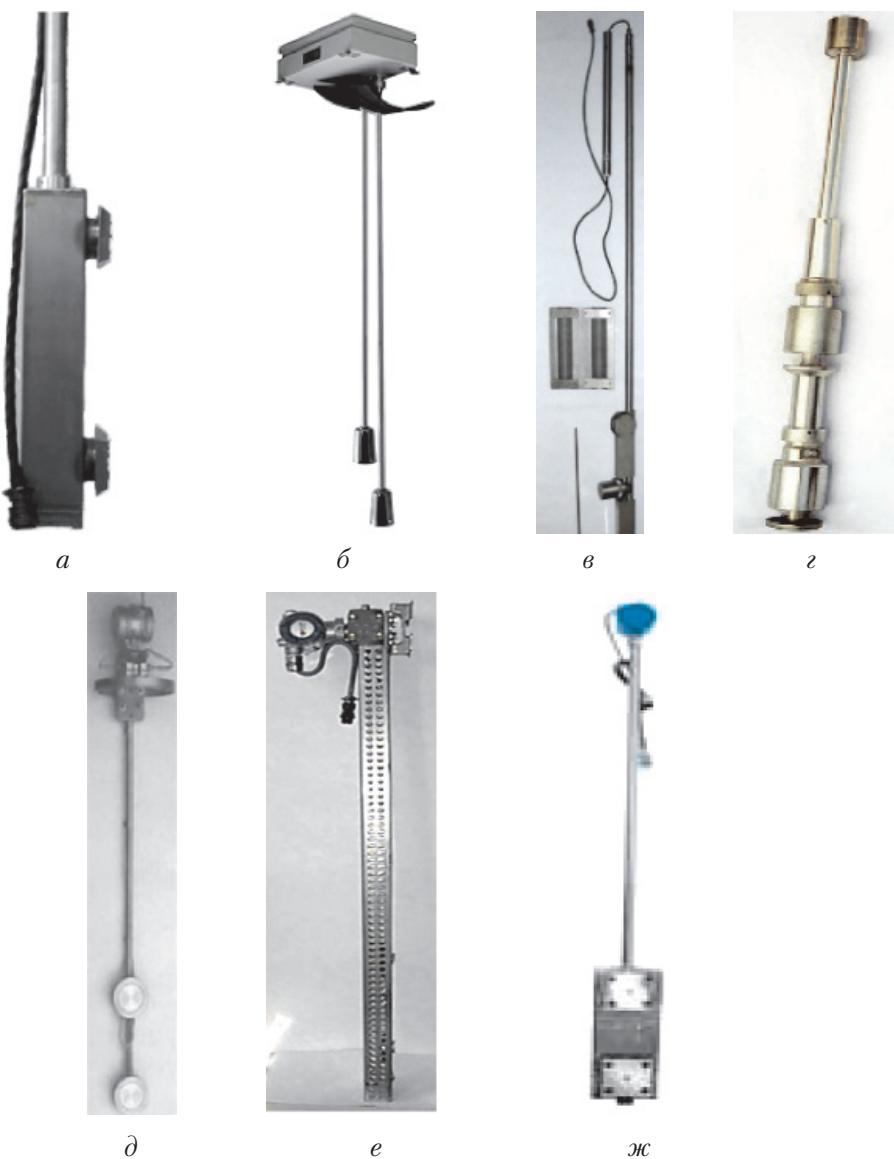


Рис. 47. Дифманометрические плотномеры:
 а – ПУБР (ЗАО НППГА «Луч»); б – ДПУ (СКБ «Ореол»);
 в – КД-3 (ТПГ, ООО НПФ «Геосфера»); г – ICS SD (ООО «Геотек-Прибор»);
 д – Mud Density Sensor (MDS) (Weatherford); е – MDS (Geolog); жс – MDS (Shenkai)

Для измерения плотности буровых растворов используются и плотномеры, показания которых основаны на измерении двух разнесенных датчиков абсолютного давления (например, датчик ПУБР). При меньшей точности (в отличие от датчиков дифференциального давления), они обладают стабильной точностью во всем диапазоне измерений, а также позволяют измерять параллельно уровень, без добавления других измерительных средств.

Датчики плотности дифманометрические в настоящее время являются самыми используемыми в настоящее время. Это обусловлено, в первую очередь, высокой точностью и стабильностью показаний, а также простой и надежной конструкцией, основные характеристики приведены в табл. 20.

Таблица 20

Технические характеристики дифманометрических плотномеров

Параметр	ГЕОЗОНД-20ДД-ПЛ	ПУБР	ICS SD-1/2	КД-3	ДПУ	MDS	MDS	MDS
Производитель	ЗАО «ГЭЛС»	ЗАО НППГА «Луч»	ООО «Геотек-Прибор»	ТПГ, ООО НПФ «Геосфера»	СКБ «Ореол»	Weatherford (США)	Geolog (Италия)	Shenkai (Китай)
Диапазон измерения плотности, г/м ³ *	0,5–2,25	0,6–2,5	0,8–2,6	0–2,3	0,8–2,6	0,7–2,5	0,7–2,5	0–2,5
Основная приведенная погрешность, %, не более*	±0,5	±0,1	±1,0/±1,5	±1,0	±1,0	±0,5	±0,5	–
База измерения, мм	400	250	400/250	280	300	–	250	–
Наибольшая глубина погружения, мм	1000	4000	–	–	–	–	3250	–
Наименьшая глубина погружения, мм	500	350	488/333	–	–	–	350	–
Рабочий диапазон температур окружающего воздуха, °C	–50 + 50	–40 + 50	–	–40 + 65	–	–40 + 85	–40 + 80	–

Радиоактивные (гамма-гамма) плотномеры

Датчик плотности, основанный на радиоактивном методе измерения показателей бурового раствора предназначен для определения плотности бурового раствора в нагнетательной линии или на выходе из скважины.

Принцип действия радиоактивного датчика плотности бурового раствора основан на изменении интенсивности потока гамма-излучения радионуклидного источника от изменения плотности бурового раствора, характеристики датчика указаны в табл. 21.

Таблица 21

**Технические характеристики радиоактивных датчиков плотности
буровой и промывочной жидкостей**

Параметры	ИПБ-1	ДППЖ-Б
Производитель	ООО НПФ «Геосфера»	ОАО НПФ «Геофизика»
Диапазон измерения плотности, кг/м ³	600–2200	600–2200/800–2000
Предел основной абсолютной погрешности измерения, кг/м ³	±15	±15/±30
Время установления рабочего режима после включения, мин	30	–
Постоянная времени, с	200–250	200/250
Диапазон рабочих температур, °С	–30...+50	–
Габаритные размеры датчика в сборе с монтажными приспособлениями, мм	730×400×210	–
Масса, кг	28,5	–

Поток гамма-излучения, проходящий через буровой раствор, регистрируется блоком детектирования. Величина интенсивности потока преобразуется в нем в последовательность импульсов. Частота следования импульсов пропорциональна интенсивности потока излучения.

Определение плотности бурового раствора осуществляется по калибровочной кривой, учитывающей ослабление интенсивности потока гамма-излучения через стенки манифольда или желоба. Блок обработки информации также следит за изменением интенсивности потока гамма-излучения от времени.

В качестве источника гамма-излучения используется натрий-22 или хлористый калий, которые не попадают под регламентацию «Норм радиационной безопасности» НРБ-99 и «Основных санитарных правил обеспечения радиационной безопасности» ОСПОРБ-99.

Несмотря на простую конструкцию (рис. 48), удобство монтажа и демонтажа данных датчиков, они не способны решать большинство задач для плотнometрии при геолого-технологических исследованиях скважин. Из-за использования слабо ионизирующих датчиков, накопление необходимой статистики занимает достаточно большой промежуток времени и увеличивают постоянную времени до 200 и более секунд (2–20 м³ бурового раствора, при расходе 10–70 л/с, соответственно). Что делает данный тип датчиков слишком инертными для качественного решения детальных исследований и своевременного предупреждения аварийных ситуаций, примеры установки датчиков плотности приведены на рис. 49.

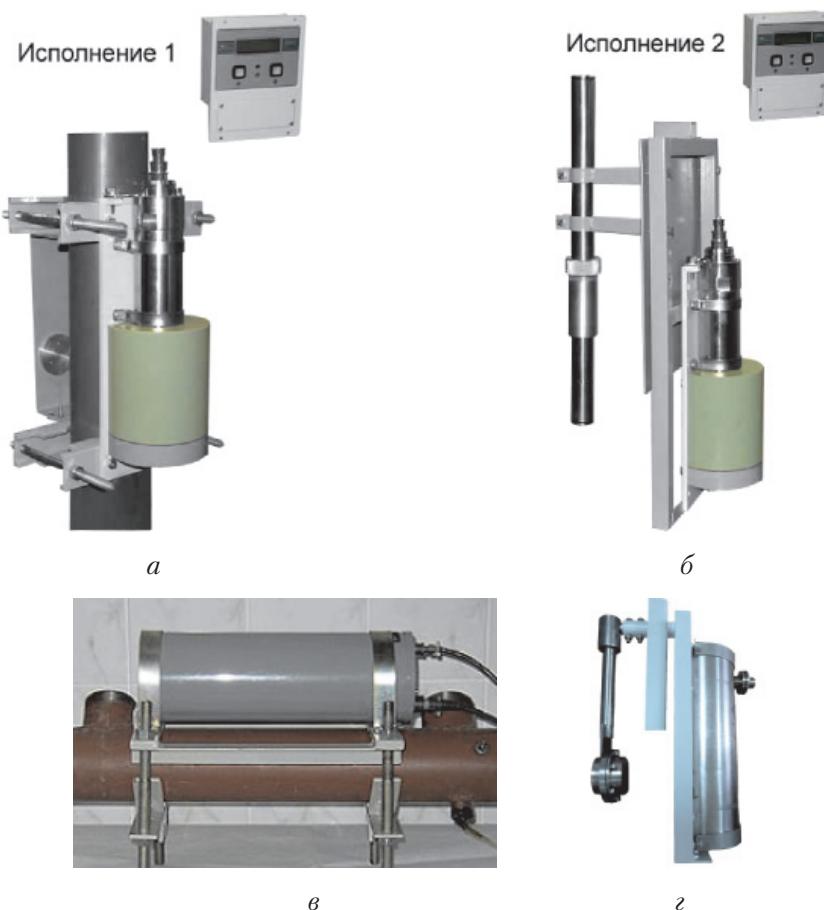


Рис. 48. Датчики плотности радиоактивные (бесконтактные):
ИПБ-1 (ООО НПФ «Геосфера») на входе (*а*) и на выходе из скважины (*б*);
ДППЖ-Б (ОАО НПФ «Геофизика») на входе (*в*) и на выходе из скважины (*г*)

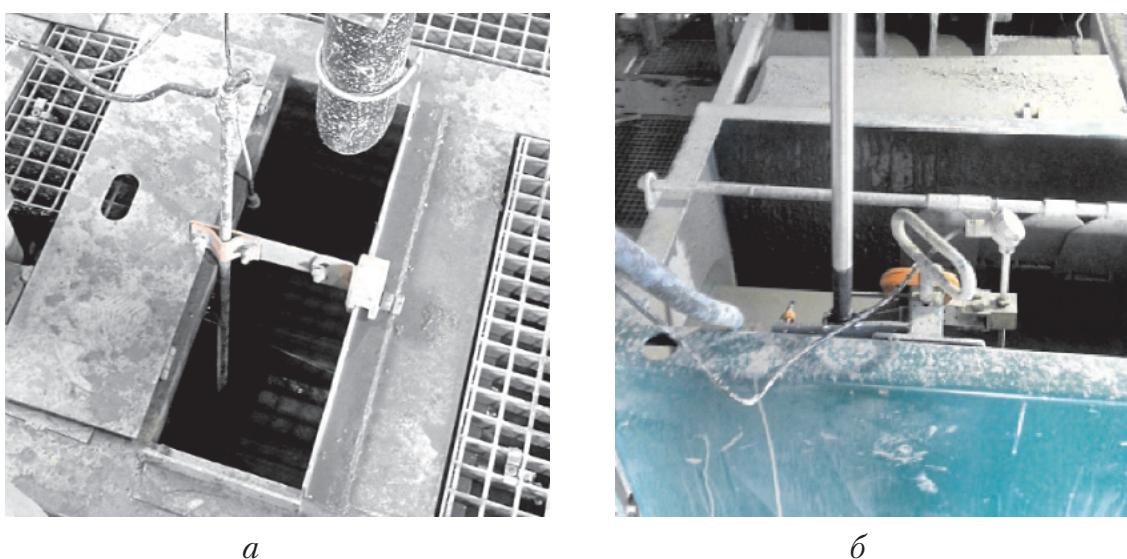


Рис. 49. Пример установки датчиков плотности:
а – камертонного на входе в скважину (ВИП-328-06 (в составе СГТИ «Разрез-2»
(ЗАО «ГЭЛС»)); *б* – дифманометрического на выходе из скважины (ПУБР в составе
СГТИ «КАМА» (совместное производство ЗАО АМТ и ЗАО НППГА «Луч»))

Примеры конструктивного исполнения датчиков плотности буровой жидкости

Датчик плотности буровой жидкости в приёмной ёмкости ДПЖ

Предназначен для измерения плотности буровой жидкости (рис. 50) в приемной емкости.

Таблица 22

Технические характеристики датчиков плотности буровой жидкости

Параметры	Значение
Диапазон измерения, г/см ³	0–2
Уровень выходного сигнала, В	0–5
Напряжение питания, В	±12
Масса, кг	12,2
Габариты, мм – со стойкой и поплавком	200×110×105 200×110×1880
Предел допускаемой основной абсолютной погрешности	±(0,01 + 0,01)



Рис. 50. Общий вид датчика ДПЖ

Работа датчика основана на измерении выталкивающей силы, действующей на гирю, погруженную в буровой раствор, с применением тензометрического датчика усилий (линейного перемещения). Величина перемещения изменяется пропорционально плотности буровой жидкости (табл. 22).

Датчик крепится с помощью крепёжного приспособления к верхней кромке ёмкости, подвешенная гиря опускается на глубину, зависящую от плотности буровой жидкости.

Датчик плотности бурового раствора в нагнетательной линии

Датчик предназначен для определения плотности бурового раствора в нагнетательной линии (исполнение 1) или на выходе из скважины (исполнение 2). Варианты исполнения изделия отличаются конструкцией монтажных приспособлений.

Принцип действия датчика плотности бурового раствора ИПБ-1 основан на изменении интенсивности потока гамма-излучения радионуклидного источника от изменения плотности бурового раствора.

Поток гамма-излучения, проходящий через буровой раствор, регистрируется блоком детектирования. Величина интенсивности потока преобразуется в нем в последовательность импульсов. Частота следования импульсов пропорциональна интенсивности потока излучения. Эти импульсы передаются

по кабелю в блок обработки информации, где происходит формирование выходных сигналов стандартных диапазонов, датчик соответствует характеристикам табл. 23.

Таблица 23

Технические характеристики датчика ИБП-1 плотности бурового раствора

Параметры	Значение
Диапазон измерения плотности, кг/м ³	600–2200
Предел основной абсолютной погрешности измерения, кг/м ³	15
Время установления рабочего режима после включения, мин	30
Выходной сигнал, В/мА	0...+10/4...20
Напряжение питания, В	230 AC, 24 DC
Потребляемая мощность, Вт, не более	10
Диапазон рабочих температур, °С	-30...+50
Габаритные размеры датчика в сборе с монтажными приспособлениями, мм	730×400×210
Масса, кг	28,5



Рис. 51. Общий вид датчика ИБП-1 в двух исполнениях

В зависимости от исполнения датчика он устанавливается на трубе нагнетательной линии (исполнение 1) или в сливном желобе на выходе из скважины (исполнение 2) (рис. 51).

Датчик плотности и температуры бурового раствора в приёмной ёмкости

Предназначен для измерения плотности и температуры бурового раствора в приемных емкостях.

Принцип действия канала измерения плотности датчика КД-3 (рис. 52) основан на том, что величина объёмной плотности бурового раствора пропорциональна величине разности гидростатического давления раствора на постоянной вертикальной базе измерения. Преобразователь дифференциального давления выдает электрический сигнал, соответствующий разности давления, а значит и плотности бурового раствора, характеристики датчика приведены в табл. 24.



Рис. 52. Общий вид датчика КД-3

Таблица 24

Технические характеристики датчик плотности и температуры КД-3

Параметры	Значение
Диапазон измерения параметров:	
объемная плотность, г/см ³	0–2,3
температура, °С	0–100
Основная приведенная погрешность измерений, %:	
объемной плотности;	1
температуры	0,5
Измерительная база канала плотности, м	0,28
Диапазон изменения выходного сигнала, В (мА)	0–10 (4–20)
Напряжение питания, В	+12...+24
Потребляемая мощность, Вт, не более	1
Диапазон рабочих температур, °С	-40...+65
Габаритные размеры датчика, мм:	
диаметр блока преобразования	100
высота	2756
Масса, кг	28

Датчик плотности и температуры КД-3 состоит из преобразователей дифференциального давления и температуры, нормирующего усилителя, которые размещены в разборном корпусе, и монтажных приспособлений, обеспечивающих установку датчика и регулировку глубины его погружения. Все узлы датчика и оснастки выполнены из нержавеющей стали или из стали с антикоррозионным покрытием.

Дифференциальный датчик плотности и температуры КД-3 устанавливается на приёмной ёмкости в вертикальном положении в местах, где не образуется зашламовывание объема и нет интенсивного перемешивания бурового раствора.

Температура буровой жидкости может измеряться с помощью термопары (рис. 53), состоящей из термоположительного и термоотрицательного электродов, при нагреве общего (горячего) спая которых образуется термоЭДС.

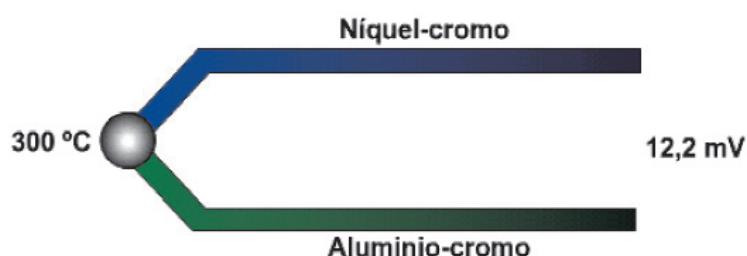


Рис. 53. Конструктивная схема термопары для измерения температуры буровых растворов



Рис. 54. Термопара никельхром – алюминийхром

Пример конструктивного исполнения термопары для измерения температуры буровых растворов приведен на рис. 54.

ДАТЧИКИ ДАВЛЕНИЯ БУРОВОГО РАСТВОРА

Одной из основных конструкций емкостного преобразователя давления является одностаторная конструкция, которая применяется для измерения абсолютного давления. Такой датчик состоит из металлической ячейки, разделенной на две части тую натянутой плоской металлической диафрагмой, с одной стороны которой расположен неподвижный изолированный от корпуса электрод. Электрод с диафрагмой образуют переменную емкость, которая включена в измерительную схему. Когда давление по обеим сторонам диафрагмы одинаково, датчик сбалансирован. Изменение давления в одной из камер деформирует диафрагму и изменяет емкость, что фиксируется измерительной схемой.

В дифференциальной конструкции датчика давления бурового раствора диафрагма перемещается между двумя неподвижными пластинами в одну из двух камер подается опорное давление, что обеспечивает прямое измерение дифференциального (избыточного или разностного) давления с наименьшей погрешностью.

Контроль за давлением буровой жидкости в манифольде буровой установки позволяет судить о работе насоса и состоянии всей циркуляционной системы, возникновении аварийных ситуаций (не герметичность, промыв инструмента, зашламованность и др.), об эффективности промывки скважины, соблюдении оптимальной технологии вскрытия пластов и изменении гидравлических потерь в элементах циркуляционной системы.

В нагнетательной линии манифольда буровой применяются тензометрические датчики избыточного давления во взрывозащищенном корпусе (рис. 55).

Принцип действия датчиков давления бурового раствора заключается в получении с первичного преобразователя электрического сигнала, пропорционального давлению бурового раствора. Нормирующий усилитель приводит величину данного сигнала к стандартному диапазону. Датчики давления бурового раствора

состоят из тензорезистивного первичного преобразователя давления, нормирующего усилителя и оснастки для установки. Давление бурового раствора передается в тензоэлектрический преобразователь через средоразделитель, заполненный маслом.

Первичные преобразователи датчиков давления (рис. 56), которыми комплектуются в станциях ГТИ, обычно производятся промышленно специализированными компаниями (ПГ МИДА, ОВЕН и др.). В зависимости

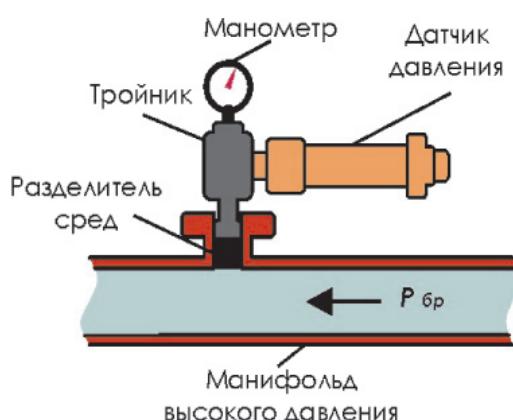


Рис. 55. Схема установки датчика давления в линии высокого давления манифольда

от характеристик насосных систем буровых установок, их номинал варьирует от 25 до 100 МПа (табл. 25). Пример установки датчиков давления на нагнетательной линии системы манифольда буровой установки приведен на рис. 57, типовые графики давления в нагнетательной линии показаны на рис. 58.

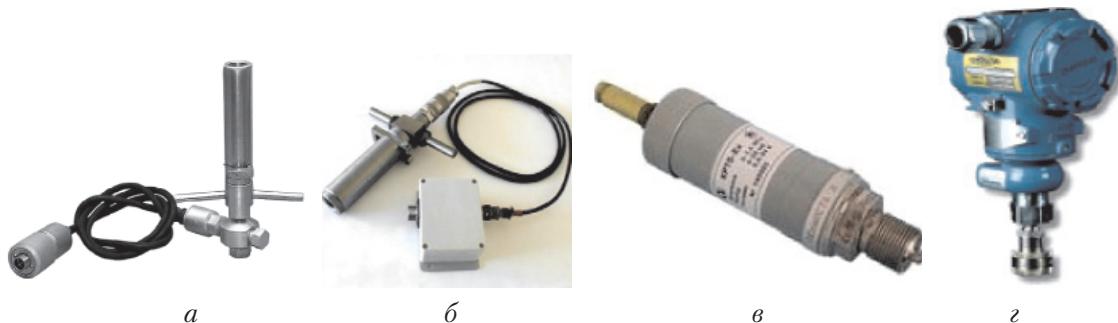


Рис. 56. Датчики давления:
 а – ДВД-1 (ООО НПФ «Геосфера»); б – ДВД-320-03 (ЗАО «ГЭЛС»);
 в – КРТ-5 (Орлекс, в составе СГТИ ТПГ);
 г – Pressureensor (PS) (Datalog в составе СГТИ Weatherford)



Рис. 57. Пример датчиков давления, установленных на нагнетательной линии системы манифольда буровой установки

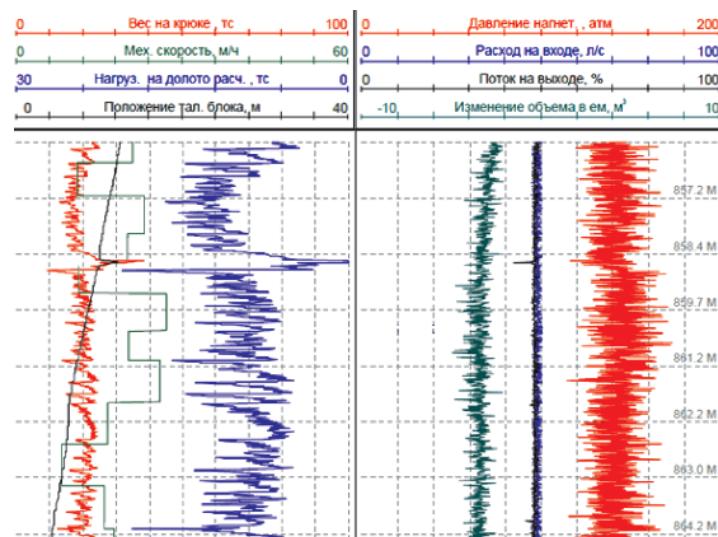


Рис. 58. Типовые кривые данных давления нагнетания буровой жидкости

Таблица 25

**Технические характеристики датчиков давления бурового раствора
(приведены как датчики производителей аппаратуры ГТИ,
так и первичные преобразователи промышленного производства)**

Параметр	ПД100-ДИ	МИДА-ДИ-13	ДВД-320-03	ДВД-1	КРТ-5	ICSSP	Rosemount 3051	PS
Производитель	ОВЕН	ПГ МИДА	ЗАО «ГЭЛС»	ООО НПФ «Геосфера»	Орлекс	ООО «Геотек-Прибор»	Rosemount	Datalog (США)
Верхний предел диапазона измерений избыточного давления, МПа	25	25/40/60/100	25/40/60/100	25/40/100	25/40/60/100	35	14/27,6/69	35/70/140
Основная приведенная погрешность от номинального давления в нормальных условиях, %, не более	0,25/0,5/1,0	0,15/0,2/ 0,25/0,5	1,0	—	0,5/1,0	0,5	—	0,5
Нелинейность выходного сигнала, %, не более	0,1	1,6/2/2/3	0,2	—	0,45/0,6	—	—	—
Масса, кг, не более	1,5	0,5	2,5	5	0,2	—	—	—
Диапазон рабочих температур, °C	-40...+80	-40...+80	-50...+80	-40...+65	-45...+80	—	-60 ...+70	—

Датчик давления бурового раствора на входе скважины

Датчик давления бурового раствора на входе скважины (НПФ «Геофизика») представляет собой тензометрический преобразователь давления и предназначен для измерения давления буровой жидкости на входе скважины.

Тензорезистивный датчик (рис. 59) обычно представляет собой специальную упругую конструкцию с закреплённым на ней тензорезистором и другими вспомогательными деталями, общий вид датчика приведен на рис. 61. После калибровки, по изменению сопротивления тензорезистора можно вычислить степень деформации, которая будет пропорциональна силе, приложенной к конструкции.

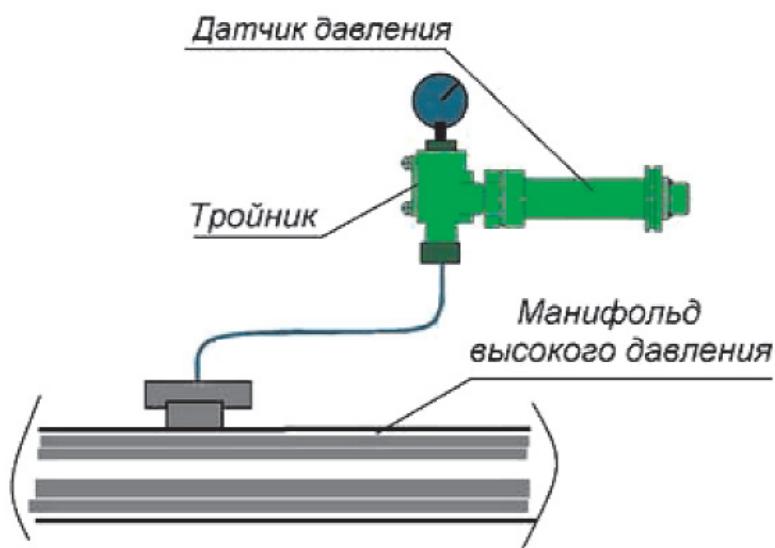


Рис. 59. Схема подключения датчика к нагнетательной линии

Датчик подключается к нагнетательной линии через средоразделитель штатного манометра на буровой с помощью тройника как на изображено на рис. 60, характеристики датчиков приведены в табл. 26.



Рис. 60. Общий вид тензометрического датчика давления буровой жидкости

Таблица 26

**Технические характеристики
тензометрического датчика давления буровой жидкости**

Параметры	Значение
Диапазон измерения, атм.	0–250
Уровень выходного сигнала, В	от 0 до 5
Напряжение питания, В	+12
Масса, кг	1,7
Габариты, мм	140×110×190
Предел допускаемой основной абсолютной погрешности	±(0,01 + 0,015)

**Датчик давления бурового раствора
в линии нагнетания ДВД-1**

Датчик предназначен для измерения давления бурового раствора в линии нагнетания или в обсадной колонне нефтегазовых скважин.



Рис. 61. Общий вид датчика ДВД-1

Принцип действия датчика давления бурового раствора ДВД-1(рис. 61) заключается в получении с первичного преобразователя электрического сигнала, пропорционального давлению бурового раствора. Нормирующий усилитель приводит величину данного сигнала к стандартному диапазону.

Датчик давления бурового раствора ДВД-1 состоит из тензорезистивного первичного преобразователя давления, нормирующего усилителя и оснастки для установки. Давление бурового раствора передается в тензоэлектрический преобразователь через средоразделитель, заполненный маслом. Все составные части датчика выполнены из стали с антикоррозионным покрытием.

С целью уменьшения влияния вибрации нагнетательной линии, нормирующий усилитель выполнен в отдельном корпусе и подключается к датчику через кабель с разъёмным соединением.

Датчик давления ДВД-1 устанавливается в нагнетательную линию буровой в стакан штатного манометра. Тройник, входящий в состав оснастки датчика, позволяет присоединить к средоразделителю до двух датчиков давления и манометр, характеристики датчика приведены в табл. 27.

Таблица 27

Технические характеристики датчика давления бурового раствора ДВД-1

Параметры	Значение
Диапазон измеряемого давления, МПа	0–25; 0–40; 0–100
Тип преобразователя	Тензорезистивный мост
Диапазон изменения выходного сигнала, В (мА)	0...+10 (4...20)
Напряжение питания, В	+12...+24
Потребляемая мощность, Вт, не более	0,1
Диапазон рабочих температур, °С	-40...+65
Габаритные размеры датчика, мм	310×200×60
Масса, кг	5

ДАТЧИКИ РАСХОДА БУРОВОЙ ЖИДКОСТИ

Один из важнейших параметров режима промывки скважины – расход буровой жидкости. Контроль за ним в нагнетательной линии насосов и на выходе из скважины позволяет установить возникновение газо-нефтепроявлений или поглощений, их интенсивность, момент окончания разбуриивания поглощающих и проявляющих пластов, оценить эффективность изоляционных работ, таким образом свести к минимуму технико-экономические потери, связанные с осложнениями при бурении или авариями. Расходометрия буровой жидкости является одной из актуальных и труднейших задачей в современном комплексе геолого-технологических исследований.

Классификация расходомеров тоже является многогранной, сложной и нетривиальной задачей. Представленная схема, опирается на место датчиков в циркуляционной системе буровой установки, вследствие чего различаются условия их работы, эксплуатации и решаемые ими задачи.

Таким образом, датчики расхода буровой жидкости подразделяются на два класса:

- расходомеры на входе в скважину (в нагнетательной линии манифольда);
- расходомеры на выходе из скважины (затрубного пространства, разъемного устья).

Датчики расхода на входе в скважину, устанавливаемые в нагнетательную линию манифольда, работают в определенных условиях, сопряженных с высоким давлением (до 20–40 МПа, реже до 60 МПа и более) агрессивного и абразивного бурового раствора. Это вносит большие ограничения в возможный спектр методов исследования, который исключает помещение в среду каких-либо датчиков или их частей.

Наибольшее распространение приобрели три типа датчиков, различаемых по физическим принципам: электромагнитные и ультразвуковые (доплеровские), реже кориолисовые. Также в станциях ГТИ используют индикаторы потока на выходе из скважины, которые получили наиболее частое применение в связи с простой, надежной конструкцией и небольшой стоимостью.

Расходомеры на выходе устанавливаются в открытом и закрытом желобах, после разъемного устья, перед виброситами. Исследуемая среда характеризуется относительно небольшими давлениями, вызванными свободным переливом бурового раствора из затрубного пространства (зависит от плотности бурового раствора, высоты патрубка разъемного устья и угла наклона желоба), повышенным объемным газосодержанием (для закрытого желоба), уровнем наполняемости желоба (для открытого желоба), зашламованностью и др.

Электромагнитные датчики расхода

В проводнике, пересекающем силовые линии магнитного поля, индуцируется ЭДС, пропорциональная скорости движения проводника. При этом направление тока, возникающего в проводнике, перпендикулярно к направлению движения проводника и направлению магнитного поля (закон Фарадея). Если заменить проводник потоком проводящей жидкости, текущей между полюсами магнита, и измерять ЭДС, наведённую в жидкости по закону Фарадея, можно получить принципиальную схему электромагнитного расходомера. Электромагнитные расходомеры могут быть выполнены как с постоянными магнитами, так и с электромагнитами, питаемыми переменным током.

Электромагнитные расходомеры имеют свои достоинства и недостатки, определяющие области их применения. По принципу работы электромагнитный измеритель расхода – самый приемлемый способ измерения расхода цементных и буровых растворов с высокой точностью.

Первичные преобразователи электромагнитных расходомеров не имеют частей, выступающих внутрь трубопровода (электроды устанавливаются за подлицо со стенкой трубопровода), сужений или изменений профиля. Благодаря этому гидравлические потери и абразия частей на приборе минимальны. Отсутствие полых углублений исключает застаивание бурового раствора и излишнюю зашламованность. На показания электромагнитных расходомеров не влияют физико-химические свойства измеряемой жидкости (вязкость, плотность, температура и т. п.), если они не изменяют её электропроводность.

Электромагнитные расходомеры (рис. 62) чувствительны к неоднородностям (пузырькам), турбулентности потока, неравномерности распределения скоростей потока в сечении канала. Метод чувствителен к паразитным токам заземления, протекающим по трубе. Расходомеры (особенно с постоянными магнитами) могут забивать сечение трубы металлическим мусором удерживаемым магнитной системой расходомера.

Электромагнитные расходомеры непригодны для измерения расхода газов, а также жидкостей с электропроводностью менее 10^{-3} – 10^{-5} См/м (10^{-5} – 10^{-7} Ом $^{-1}\cdot$ см $^{-1}$), что делает невозможным его использование для буровых растворов на нефтяной основе и с высоким газосодержанием (от 5 %).

Так же к недостаткам относятся и сложность в установке этого типа датчиков. Труба в зоне измерения расходомера должна быть прямой на расстояние 5–10 диаметров расходомера, внутренняя поверхность трубы предпочтительно должна быть из не проводящего материала на расстояние 2–5 диаметров. Проблемы возникают и в том, что эти расходомеры ставятся вразрез трубы (желоба), таким образом требуются особые условия для изоляции и герметизации (особенно для линий высокого давления). Это все, в совокупности с большими габаритами, привело к тому, что данный тип датчиков стал редко использоваться в отечественных СГТИ, особенно учитывая их мобильность.

Данный тип датчиков применяется на входе и выходе из скважины. Отличаются они внутренним диаметром, их характеристики приведены в табл. 28.

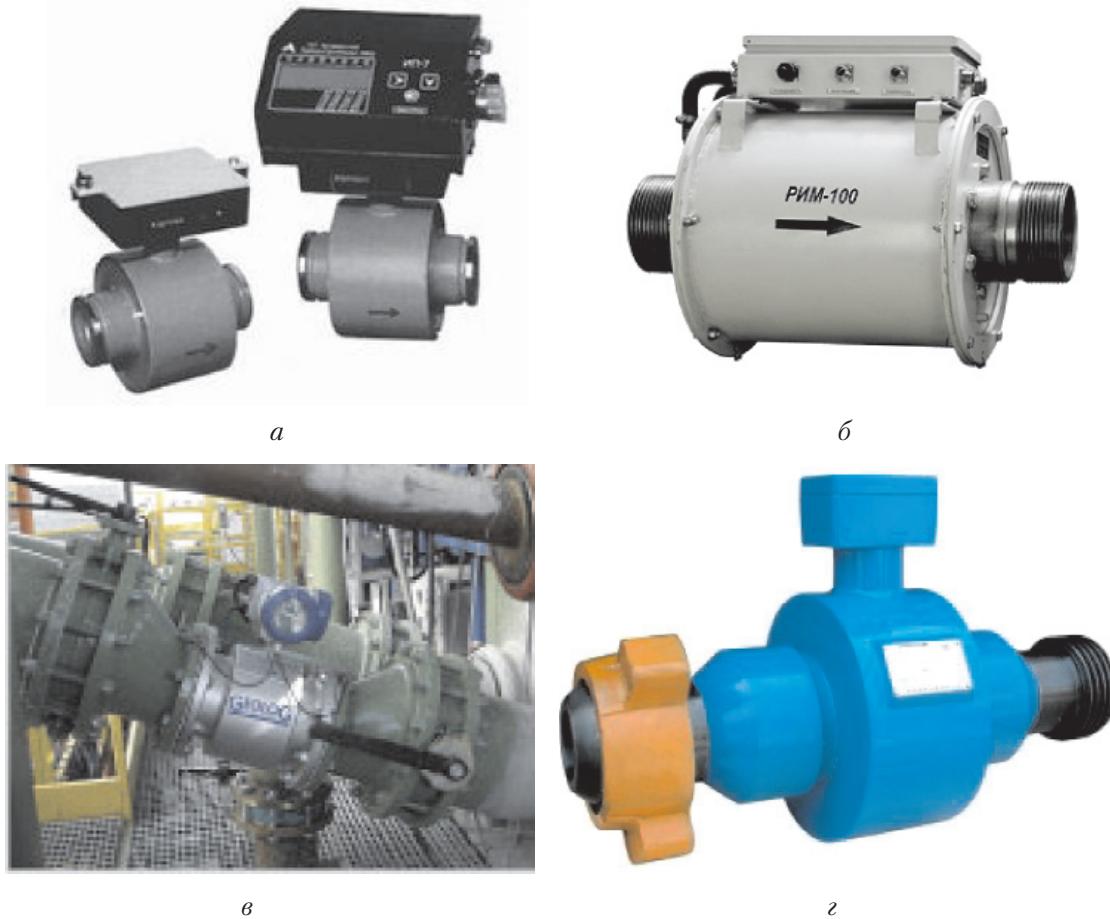


Рис. 62. Датчики расхода электромагнитные:
 а – ИПРЭ-7 (ОАО АПЗ, в составе СГТИ «КАМА» (ЗАО АМТ и ЗАО НППГА «Луч»));
 б – РИМ-100 (СКБ «Ореол»); в – Electromagnetic Flowmeter Sensor (EFS) (Geolog);
 г – EFS (LidaLTD)

Таблица 28
Технические характеристики электромагнитных расходомеров

Параметры	РГР-100	РИМ-50/100	ИПРЭ-7 (100/150/200)	EFS	EFS
Производитель	ООО «БурГеоСервис+»	СКБ «Ореол»	ОАО АПЗ	Geolog (Италия)	Lida LTD (Китай)
Диапазон измерения расхода, л/с	0–100	0–50/100	1,134–226,8/ 2,88–576,0/ 4,5–900,0	0–100	0–40
Диаметр проходного сечения, мм	100	50/100	100/150/200	~100	25–100
Предел основной приведенной по-грешности, %	±1,5	±1,0	±1,0	±1,0	±0,5
Удельная электропроводность контролируемой жидкости, См/м	Более 10^{-4}	10^{-3} –10	–	Более $5 \cdot 10^{-3}$	

Окончание табл. 28

Параметры	РГР-100	РИМ-50/100	ИПРЭ-7 (100/150/200)	EFS	EFS
Температура окружающей среды, °C	-20...+80	-	-40...+50	-	-25...+60
Масса, кг	70	18/50	11/37/60	-	-
Габариты, мм	600×350×450	-	250×238,6×316/ 420×356×400/ 460×416×480	-	-

Кориолисовые расходомеры

Кориолисовые расходомеры – датчики, использующие эффект Кориолиса для измерения массового расхода бурового раствора.

Принцип действия кориолисовых расходомеров (рис. 63) основан на том, что если движущаяся масса подвергается колебаниям в направлении перпендикулярном направлению движения, возникает сила Кориолиса, пропорциональная массовому расходу. Кориолисовый массовый расходомер имеет специальные колеблющиеся измерительные трубы для того, чтобы точно локализовать данный эффект. Кориолисовы силы возникают когда среда (масса) протекает через эти осциллирующие трубы.

Датчики на входном и выходном концах регистрируют результирующий сдвиг фаз в геометрии колеблющихся трубок. Процессор обрабатывает эту информацию и использует ее для вычисления массового расхода. Частота колебаний самих измерительных трубок, кроме того, является прямым измерением плотности среды. Температура измерительных трубок также регистрируется для компенсации температурного влияния. Эта величина соответствует температуре среды и доступна в виде выходного сигнала.

Преимущества измерения кориолисовым расходомером:

- высокая точность измерений параметров;
- работают вне зависимости от направления потока;
- не требуются прямолинейные участки трубопровода до и после расходомера;
- надёжная работа при наличии вибрации трубопровода, при изменении температуры и давления рабочей среды (только если расходомер установлен на резиновые подставки-прокладки);
- длительный срок службы и простота обслуживания благодаря отсутствию движущихся и изнашивающихся частей;
- измеряют расход сред с высокой вязкостью.



Рис. 63. Кориолисовый расходомер Geolog

Из недостатков следует отметить невозможность работы с многофазными жидкостями (с высоким содержанием газов), установка в разрыв линии и высокая цена. Что обуславливает его редкое использование, преимущественно в специальных случаях (тяжелые геологические условия, морское бурение).

Технические характеристики: диаметр сечения: 203,2 мм; диапазон измерения: 0–60 л/с; разрешение: 0,1 л/с; погрешность: $\pm 0,1\%$).

Ультразвуковые (доплеровские) расходомеры

В основе работы расходомеров лежит ультразвуковой доплеровский метод измерения объемного расхода.

Принцип действия расходомера основан на определении частотных и временных параметров сигнала. В связи с этим температура и состав жидкости не сказывается на результатах измерения расхода. Скорость потока жидкости измеряется по доплеровскому сдвигу частоты между излучаемыми и отраженными от взвешенных в среде частиц сигналами ультразвуковой частоты, при этом определяется средняя скорость потока жидкости в сечении измерительного канала. Скорость потока жидкости измеряется ультразвуковым импульсно-доплеровским датчиком. Ультразвуковой сигнал излучается под углом (обычно 45°) против потока жидкости, где отражается от частиц и улавливается датчиком.

Для измерения объемного расхода используется метод «площадь-скорость» (умножение измеренного значения средней скорости протекающей жидкости на значение площади поперечного сечения потока) для конкретного типа трубопровода (желоба).

Преимущества:

- простой монтаж и установка;
- отсутствие вмешательства в конструкцию буровой;
- лучшее соотношение цена-качество;
- стабильность измерений;
- высокая надежность и минимальная потребность в обслуживании;
- возможность проводить измерения агрессивных сред;
- возможность использования на каналах различных размеров.

Недостатки и ограничения при использовании ультразвуковых расходомеров:

- относительно невысокая точность;
- зависимость от контакта с трубой (подбор клей-герметика, ровная поверхность трубы, очистка от краски);
- для измерения в среде постоянно должно присутствовать достаточное количество отражающих частиц;
- результаты измерений зависят от скорости звука в среде;
- показания сильно зависят от профиля потока.

Данный тип датчиков, учитывая все преимущества и недостатки, является наиболее используемым для технологических исследований при строительстве скважин. Встречаются датчики как с разнесенным излучателем и приемником, так и с совмещенными (рис. 64).



Рис. 64. Принципиальная схема работы доплеровских датчиков расхода для напорных закрытых каналов с совмещенными излучателем и приемником (а), с разнесенными излучателем и приемником (б) и для открытых ненапорных каналов с совмещенными излучателем и приемником (в)



Рис. 65. Датчики расхода доплеровские:
 а – ArtwikDFM 5.0 (Greyline, в составе СГТИ «КАМА» (ЗАО АМТ и ЗАО НППГА «Луч») «Леуза-2» (ОАО НПФ «Геофизика»), «Контур-2» (ООО НПФ «Геосфера») и др.);
 б – ICS SQ (ООО «Геотек-Прибор»);
 в – РУД-342-03М (ЗАО «ГЭЛС», в составе СГТИ Разрез-2)

Так же доплеровские расходомеры встречаются в накладном и погружном исполнении (рис. 65). Накладные используются для измерения скорости и объемного расхода потока в напорных закрытых полностью наполненных линиях. Погружные – для определения скорости и объемного расхода в открытых не напорных желобах, где измеряется вертикальная составляющая (регистрация уровня/глубины) совмещенным или вынесенным датчиком (излучение ультразвукового сигнала под прямым углом к поверхности потока). Технические характеристики ультразвуковых расходомеров приведены в табл. 29.

Таблица 29

Технические характеристики ультразвуковых расходомеров

Параметры	ICS SQ	РУД-342-03М	Artwik DFM 5.0	Artwik AVFM 5.0
Производитель	ООО «Геотек Прибор»	ЗАО «ГЭЛС»	Greyline (Канада)	
Тип датчика	Накладной/ разнесенный	Накладной/ совмещен- ный	Погружной/ совмещен- ный	
Диапазон измерений объемного расхода жидкости, м ³ /с	0–0,1	3,98·10 ⁻⁵ – 0,08	–	–
Диапазон диаметров труб (для накладных датчиков), мм	≥ 25	25,5–150	12,7–450,0	–
Диапазон измерения уровня жидкости (для погружных датчиков), мм	–	–	–	25,4–4570
Пределы допускаемой основной приведенной погрешности измерения объемного расхода жидкости, выраженные в процентах от верхнего предела измерений, %	±5,0	±2,0	±5,0 ±2,0 (скорость) ±0,25 (уровень)	
Пределы допускаемой основной приведенной погрешности измерения объемного расхода жидкости, выраженные в процентах от верхнего предела измерений, без предварительной градуировки, %	–	±5,0	–	–
Пределы допускаемой основной приведенной погрешности измерения суммарного объема прокачанной жидкости, выраженные в процентах от измеряемого значения параметра, %	–	±1,0	±0,5	–
Пределы допускаемой дополнительной приведенной погрешности измерения, обусловленной отклонением температуры окружающей среды, %		±0,15	±0,1	
Диапазон измеряемых скоростей потока жидкости, м/с	0–15	0,1–10,0	0,08–12,2	0,03–6,2
Диапазон рабочих температур, °C	–	–40...+50	–23...+60	–40...+65
Габаритные размеры (длина×высота×ширина), мм	–	170×120×80	278×188×130	278×188×130
Масса, кг, не более	–	1,5	6,3	4,5

Индикаторы потока

Индикатор расхода бурового раствора на выходе предназначен для оценки величины расхода бурового раствора в открытом или в закрытом желобе.

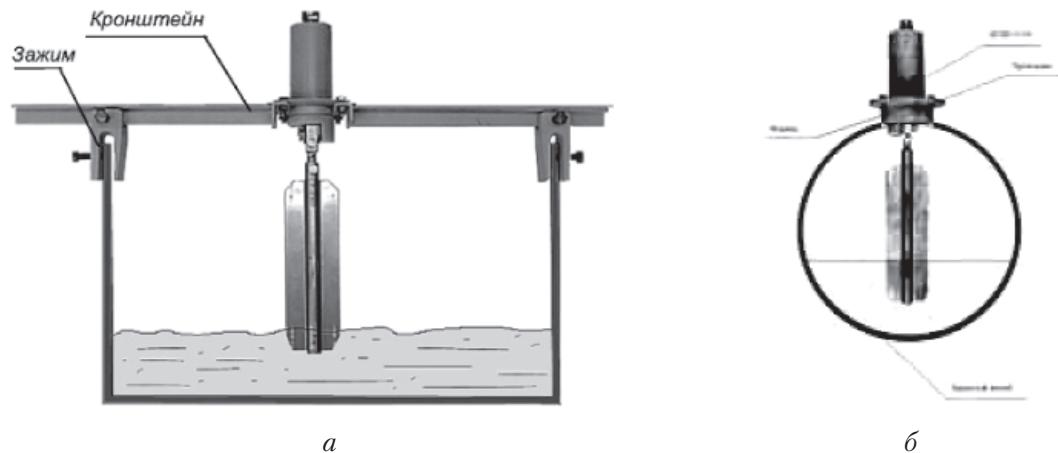


Рис. 66. Крепление индикатора потока на выходе в:
 а – открытой; б – закрытой желобной системе
 (на примере ИПБР-3310 (ЗАО «ГЭЛС», в составе СГТИ «Разрез-2»))



Рис. 67. Индикаторы потока на выходе:
 а – ИРМ (ООО НПФ «Геосфера»); б – ИПЖ (ОАО НПФ «Геофизика»);
 в – MudFlowOutSensor (MFOS) (Weatherford); г – MFOS (Shenkai)

Принцип действия индикатора расхода бурового раствора состоит в том, что под действием потока бурового раствора рабочая лопатка датчика отклоняется, что фиксируется первичным преобразователем, которые могут быть магниторезистивного (перемещение магнита относительно магниторезистивного моста) или, реже, акселерометрического (измерение угла наклона) (в станциях АМТ) типов.

Установка индикатора (рис. 66, 67) происходит на стенке открытого желоба с помощью крепёжного приспособления или в местах врезки в закрытых желобах.

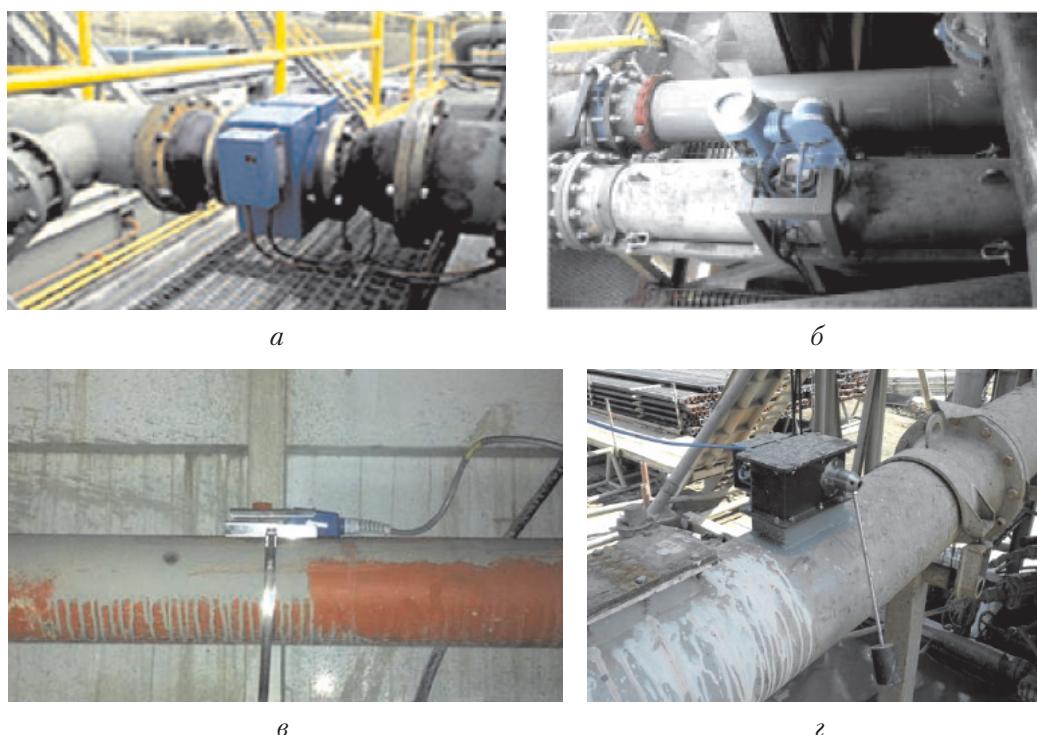


Рис. 68. Примеры датчиков расхода промывочной жидкости электромагнитного (а) и кориолисового (б), установленных в разрез желоба на выходе бурового раствора из скважины; доплеровского (в), установленного на нагнетательной линии манифольда и индикатора (г) бурового раствора, установленного в закрытом желобе на выходе бурового раствора из скважины

Индикатор не является измерительным прибором и не способен решать большинство геолого-технологических задач для датчиков расхода на выходе, за исключением сложных предаварийных ситуаций (критические поглощения/проявления). Обычно показания измеряются в процентах потока. Пересчет угла наклона в расход, практикуемый во некоторых станциях, несет в себе поверхностный приближенный характер и происходит с большой погрешностью и ошибкой. Примеры установки индикаторов потока приведены на рис. 68, графическое представление данных по расходу буровых жидкостей представлены на рис. 69, их характеристики приведены в табл. 30.

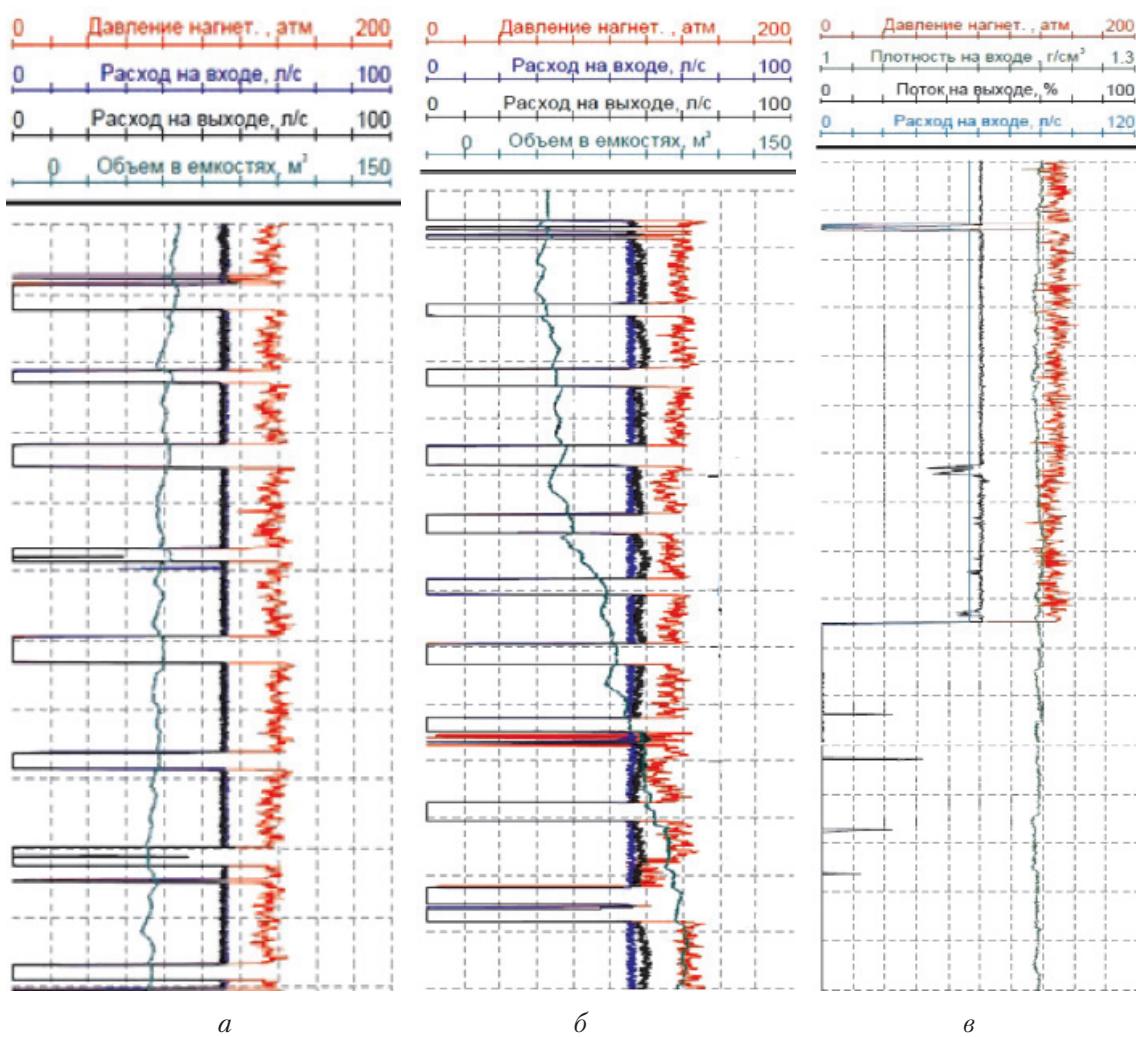


Рис. 69. Типовые кривые данных расхода:
а – при бурении; *б* – при бурении с последующим возникновением осложнения (проявление пластовой воды) и потока; *в* – при промывке, с последующим подъемом и осложнением (возникновение обратного потока, свидетельствующего о сальникообразовании)

Таблица 30
Технические характеристики индикаторов потока буровых жидкостей

Параметры	ИПБР-3310-01.1Е (ТМ)	ИППЖ	ИРПЖ	ИРМ	ICS SF	MFOS	MFOS
Производитель	ЗАО «ГЭЛС»	ОАО НПФ «Геофизика»	ТПГ	ООО НПФ «Геосфера»	ООО «Геотек-Прибор»	Weatherford (США)	Shenkai (Китай)
Диапазон измерений потока, л/с	–	0–50/ 0–100	–	–	–	–	–
Диапазон измерений угла отклонения лопатки от вертикали, °град	15–85	–	–	0–70	0–75	–	–

Окончание табл. 30

Параметры	ИПБР-3310-01.1Е (ТМ)	ИППЖ	ИРПЖ	ИРМ	ICS SF	MFOS	MFOS
Пределы допускаемой основной приведенной по-грешности, %	±3,0	—	±2,0	—	±5,0	±2,0	—
Воспроизведи-мость, %	—	—	±1,0	—	—	±1,0	—
Диапазон измеря-емого потока, %	—	—	0–100	—	0–100	0–100	0–100
Диапазон рабочих температур окружающей среды, °C	−50...+50	—	—	−40...+65	—	−25...+85	−40...+85
Габаритные разме-ры, мм, не более	525×180×195	180×160×165	—	120×160×470	—	—	—
Масса, кг, не более	10	2,5–4,3	—	3,1	—	—	—

Ультразвуковой расходомер ДРУ

Предназначен для измерения расхода буровых растворов или жидкостей различной вязкости, содержащих твёрдые частицы/газовые пузырьки (не менее 100 мкм), в трубе на входе в скважину.

Принцип действия датчика состоит в следующем: ультразвуковой сигнал от передающей части накладного сенсора расходомера поступает через стенку трубы в движущийся поток жидкости. Отражаясь от твердых частиц или пузырьков воздуха, сигнал возвращается в приемную часть сенсора. Частоты передаваемого и принимаемого сигналов для движущейся жидкости различаются (эффект Доплера). Контроллер расходомера измеряет сдвиг частоты и рассчитывает значение скорости потока жидкости.

Датчик расхода бурового раствора ДРУ (рис. 70) на входе выполнен на базе накладного бесконтактного ультразвукового сенсора SE-4 и контроллера DFM-5.

Контроллер DFM-5 устанавливается на буровой площадке в отапливаемом помещении, накладной сенсор – на трубе высокого давления (манифольде).

Условием выбора места установки накладного сенсора для корректной работы является полное заполнение трубы жидкостью, а также отсутствие вентилей и изгибов на трубе на расстоянии не менее 10 диаметров трубы (условие ламинарности потока), характеристики ультразвукового датчика расхода приведены в табл. 31.



Рис. 70. Общий вид датчика ДРУ

Таблица 31

**Технические характеристики
ультразвукового датчика расхода буровой жидкости серии ДРУ**

Параметры	Значение
Диапазон измерения скорости жидкости, м/с	0,08...12,2
Диаметр труб (внутренний), мм, не менее	25
Погрешность измерения расхода, %	2
Нелинейность, %	0,5
Воспроизводимость, %	0,1
Основной ЖК дисплей	4-разрядный, 19 мм
Служебный буквенно-цифровой ЖК дисплей	16-разрядный
Выходной сигнал, мА	4...20
Напряжение питания, В	180...260 (по заказу 12 или 24)
Потребляемая мощность, Вт, не более	7,2
Степень защиты датчика	IP66
Диапазон рабочих температур, °С:	
датчика	-40...+93
контроллера	-23...+60
Габаритные размеры датчика, мм	188×276×130
Масса, кг	5

Индикатор расхода бурового раствора на выходе ИРМ

Индикатор предназначен для оценки величины расхода бурового раствора в открытом или в закрытом желобе. Конструкция монтажного комплекта позволяет быстро производить установку-демонтаж датчика. Преобразователь бесконтактного типа обеспечивает высокую надежность, долговечность датчика и уменьшает затраты времени на его обслуживание.

Принцип действия индикатора расхода бурового раствора ИРМ состоит в том, что под действием потока бурового раствора рабочая лопатка датчика отклоняется, вызывая поворот магнита относительно магниторезистивного моста. Нормирующий усилитель приводит величину выходного сигнала к стандартному диапазону величин.

Индикатор ИРМ состоит из магниторезистивного преобразователя угловых перемещений и нормирующего усилителя, собранных в одном корпусе. Для разных конструкций желобов имеется двухступенчатая регулировка длины кронштейна лопатки.

Все узлы датчика ИРМ (рис. 71) выполнены из нержавеющей стали. Индикатор расхода ИРМ устанавливается на открытом желобе при помощи специального кронштейна, имеем характеристики, представленные в табл. 32. Для монтажа на желобе закрытого типа в монтажный комплект входит короб с крышкой.



Рис. 71.
Общий вид
индикатора
расхода буровой
жидкости
серии ИРМ

Таблица 32

Технические характеристики датчика ИРМ

Параметры	Значение
Угол отклонения лопасти, град	0...70
Диапазон изменения выходного сигнала, мА	4...20
Напряжение питания, В	+12...+24
Потребляемая мощность, Вт, не более	0,5
Диапазон рабочих температур, °С	-40...+65
Габаритные размеры датчика в сборе с монтажными приспособлениями, мм	120×160×470
Масса, кг	3,1

Датчик-расходомер количества выходящего бурового раствора Weatherford

Стандартный расходомер потока раствора на выходе лопастного типа с потенциометром (рис. 72).



Рис. 72. Общий вид датчика-расходомера количества выходящего бурового раствора Weatherford

Отклонение лопасти зависит от интенсивности потока и обычно калибруется в процентах к потоку (при 100 %-ом потоке происходит полное откидывание лопасти). При значительном изменении плотности и вязкости откидывание лопасти регулируется (требуется повторная калибровка) изменением положения противовеса, датчик имеет характеристики, представленные в табл. 33.

Лопасть используется для измерения потока раствора в возвратной поточной линии.

Количество раствора, поступающего в скважину, вычисляется по данным насоса, числу ходов и расчетной производительности насоса. Датчик устанавливается на возвратной поточной линии между переходным ниппелем и виброситом, но максимально близко к переходному ниппелю, на сколько это возможно.

Таблица 33

Технические характеристики датчика-расходомера бурового раствора Weatherford

Параметр	Значение
Диапазон скоростей потока, м/с	0–1–1,0
Точность, %	±2
Воспроизводимость, %	1
Рабочая температура, °С	-25...+85
Температура хранения, °С	-40...+85

Датчики уровня служат для расчета объема буровой жидкости в приемных ёмкостях и доливной ёмкости с целью контроля поглощения и притока буровой жидкости в процессе бурения, а также для контроля долива скважины при подъёме бурового инструмента и ликвидации катастрофических поглощений или проявлений флюида.

В настоящее время применяются следующие типы датчиков:

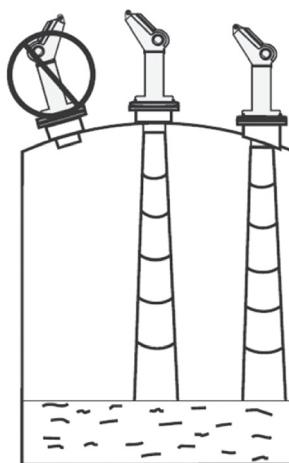
- ультразвуковые;
- гидростатические;
- поплавковые.

Ультразвуковые датчики уровня буровой жидкости (радарный уровнемер)

Принцип действия основан на измерении времени распространения звуковой волны от момента излучения звукового импульса до момента приема отраженного сигнала. Скорость звука рассчитывается с учетом температуры воздуха. Датчик выполняет цифровую и логическую фильтрацию измеренного расстояния для уменьшения амплитуды колебаний показаний при наличии волны на поверхности жидкости, а также для исключения ложных колебаний уровня при попадании случайных помех в зону действия.

Устанавливаются датчики этого типа (рис. 73, 74) над изучаемой емкостью перпендикулярно поверхности буровой жидкости, на расстоянии от стенок и преград, превышающих расстояние рассеивания звукового импульса во избежание неконтролируемых отражений.

Монтаж на параболической крыше



Монтаж на плоской крыше и конус сигнала

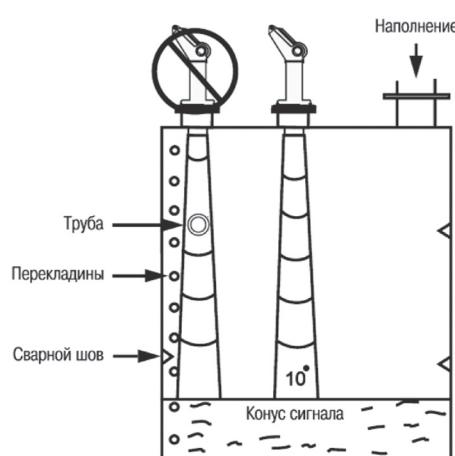


Рис. 73. Схемы монтажа датчика уровня ультразвукового (на примере уровнемера SiemensTheProbe)

К главным преимуществам ультразвуковых датчиков являются: достаточно простой монтаж (несмотря на жесткие требования к расположению датчиков), отсутствие контакта с изучаемой средой (отсутствие коррозийных процессов), относительно высокая точность.

Главными недостатками являются нестабильная работа в неидеальных температурных условиях, которые вызывают возникновение паров, льда (хаотичные отражения) и чувствительность к волновым эффектам на поверхности, характеристики датчиков приведены в табл. 34.



Рис. 74. Датчики уровня ультразвуковые:

а – SiemensTheProbe (Siemens, применяются в СГТИ «КАМА», АМТ-121, Geoservices, Weatherford, Shenkai и др.); *б* – SitransProbeLR (Siemens, в СГТИ СНГС-300, Weatherford);
в – ДУУ-340 (ЗАО «ГЭЛС»); *г* – ProsonicM (Endress + Hauser, в СГТИ GEOLOG)

Таблица 34
Технические характеристики ультразвуковых датчиков уровня

Параметры	The Probe	Sitrans Probe LR	Prosonic M	ДУУ-340	ICS SL	УЛМ-11А2	УЛМ-11(31)
Производитель	Siemens (Германия)	Endress + Hauser (Германия)	ЗАО «ГЭЛС»	ООО «Геотек-Прибор»	ЗАО «Лимако»		
Диапазон измерений, м	0–5	0,3–20	0–8	0–6 0–12	0,35–6,0	0,6–15	0,3–30
Разрешение, м	0,003	0,01	0,001	–	0,003	0,0001	0,001
Пределы допускаемой основной приведенной погрешности (в н. у.), % от диапазона измерения	±0,25		±0,2	±0,25	±0,01	±0,16	±0,05

Окончание табл. 34

Параметры	The Probe	Sitrans Probe LR	Prosonic M	ДУУ-340	ICS SL	УЛМ-11А2	УЛМ-11(31)
Пределы допускаемой дополнительной приведенной погрешности, обусловленной отклонением температур во всем рабочем диапазоне температур, %	—	±0,003	±0,3	±0,5	—	—	—
Ширина измерительного луча, град	10	10	—	—	—	22	4
Диапазон рабочих температур для блока электроники, °С	−40...+60	−40...+80	−40...+80	−50...+85	—	−60...+50	−50...+50
Габаритные размеры датчика, мм	279×87 ×84	552×139 ×129	298×176 ×150	500×500×150— 800×400×200	—	—	—
Вес, кг, не более	1,7	2,0	2,6	8–10	—	2	10

Гидростатические датчики уровня

Принцип действия основан на измерении давления столба жидкости известной плотности на датчик (разделитель сред) погруженный на глубину.

Датчики уровня гидростатические (рис. 75) входят в группу комплексных датчиков, измеряемых одновременно несколько параметров (табл. 35). В первую очередь, это измерение плотности с помощью датчика дифференциального давления или двух разнесенных датчиков давления. Расчет уровня происходит за счет умножения вычисленной плотности на давление столба жидкости на нижнем датчике давления (в линии разделителя сред нижней мембранны).

Устанавливаются датчики напрямую в емкость с изучаемой жидкостью. Может быть монтирован в любую емкость, габариты которой ограничиваются исключительно измерительной базой датчика давления.



Рис. 75. Комплексные датчики с гидростатическим способом измерения уровня:
 а – ДПУ (СКБ «Ореол»); б – КД-З (ТПГ, ООО НПФ «Геосфера»);
 в – ПУБР (ЗАО НППГА «Луч»)

Таблица 35

**Технические характеристики
датчиков с гидростатическим способом измерения уровня**

Параметры	ДПУ	КД-З	ПУБР
Производитель	СКБ «Ореол»	ТПГ, ООО НПФ «Геосфера»	ЗАО НППГА «Луч»
Диапазон измерений, м	0,4–5,0	0–2	0,6–3,0
Разрешение, м	0,001	0,01	0,001
Пределы допускаемой основной приведенной по- грешности (в н. у.), % от диапазона измерения	±1,0	±0,5	±0,1
Пределы допускаемой дополнительной приведен- ной погрешности, обусловленной отклонением тем- ператур во всем рабочем диапазоне температур, %	–	±0,5	–
Постоянная времени не более, с	–	1	1
Диапазон рабочих температур для блока элек- троники, °C	–	–50...+85	–10...+50–
Габаритные размеры датчика, мм	–	2756×100×100	2500×100×90
Вес, кг, не более	–	28	5

Достоинствами данного метода являются относительно высокая точность, контакт со средой измерения, отсутствие влияния испарений, волновых течений, появления ледяной корки.

К недостаткам относятся достаточно большие габариты, зависимость из-
мерений от точности плотномера и качества установки.

Поплавковые датчики уровня буровой жидкости

Принцип действия основан на измерении высоты положения поплавка относительно поверхности емкости или измерительной базы (оси) датчика.

Поплавковые датчики по строению и механике процесса можно разделить на пять групп (рис. 76).

■ **Герконовые.** Основаны на замыкании контактов герконового преобразователя, попадающих в зону действия магнита поплавка и приведения выходного сигнала к стандартному диапазону величин. Датчик уровня состоит из штанги и подвижного поплавка с кольцевым магнитом. Внутри штанги расположены линейный герконовый преобразователь перемещений и нормирующая плата.



Рис. 76. Датчики уровня поплавковые:
 а – герконовый: PitLevelSensor (PLS) (Weatherford);
 б – магнитострикционный: ДУБР (СКБ «Ореол»);
 в – потенциометрический ДУП-1 (ЗАО АМТ);
 г – штанговый: ДУ-Ш (ОАО НПФ «Геофизика»); д – бесштанговый: УПБ-М (ТПГ)

Преимущества герконовых уровнемеров состоят в простоте конструкции, отсутствии помех, вызванных испарением. Недостатки – определенный грубый шаг квантования, из-за которого разрешение на порядок ниже ультразвуковых датчиков, прямой контакт с буровым раствором (прямая зависимость передвижений поплавка от свойств бурового раствора).

■ **Потенциометрические.** Датчик, входным сигналом которого является перемещение контакта, а выходным – напряжение, которое можно снять с этого контакта. В общем случае, потенциометрический датчик представляет из себя обмотку реостата (как правило, выполненную в виде неподвижного элемента конструкции), на которую подается питающее напряжение и щетки, с которых и снимается выходной сигнал.

■ **Поплавково-ультразвуковые (магнитострикционные).** По строению аналогичны гекроновым датчикам, но работают по иному принципу. Поплавок вертикального перемещения снабжен внутренними магнитами, а стержень – намотанной на всю длину катушкой. Измеряется время появления ультразвукового импульса связанного с положением поплавка.

Разрешение этих датчиков выше чем у герконовых, но при этом достаточно высока и погрешность показаний.

■ **Штанговые.** Уровень буровой жидкости в емкости измеряется по углу отклонения штока с поплавком. Первичный преобразователь (акселерометр или датчик Холла) расположен в месте крепления на приемной емкости бурового раствора.

Данная группа датчиков имеет очень узкий спектр возможностей, из-за ограничения длины штанги, и обычно используется в приемных емкостях малого и среднего объема. Например, приемные емкости старых буровых установок типа ДЭП-3,5,7 и др., где их высота не превышает 1,5 м. Также штанговые уровнемеры обладают относительно невысокой точностью. В связи с этим, постепенно выходят из оборота станций ГТИ.

■ **Бесштанговые.** Аналогично штанговым, являются устаревшим типом уровнемеров, применяемых в станциях ГТИ. Принцип работы основан на измерении уровня путем регистрации положения поплавка с грузом, который с помощью капроновой нити (лески) связан с отчетным механизмом, в котором перемещение поплавка преобразуется в электрический сигнал. При движении поплавка в вертикальном направлении нить сматывается или наматывается на барабан-ролик, соединенный проводковой муфтой с омическим датчиком перемещения. Внутри барабана помещена плоская возвратная спиральная пружина.

Пример установки датчиков уровня приведен на рис. 77.

Разрешение данных датчиков схоже с аналогичными у герконовых, но присутствует дополнительная погрешность в связи горизонтальными перемещениями (несмотря на комплектование ограничителями и компенсаторами) (рис. 78), характеристики датчиков приведены в табл. 36.

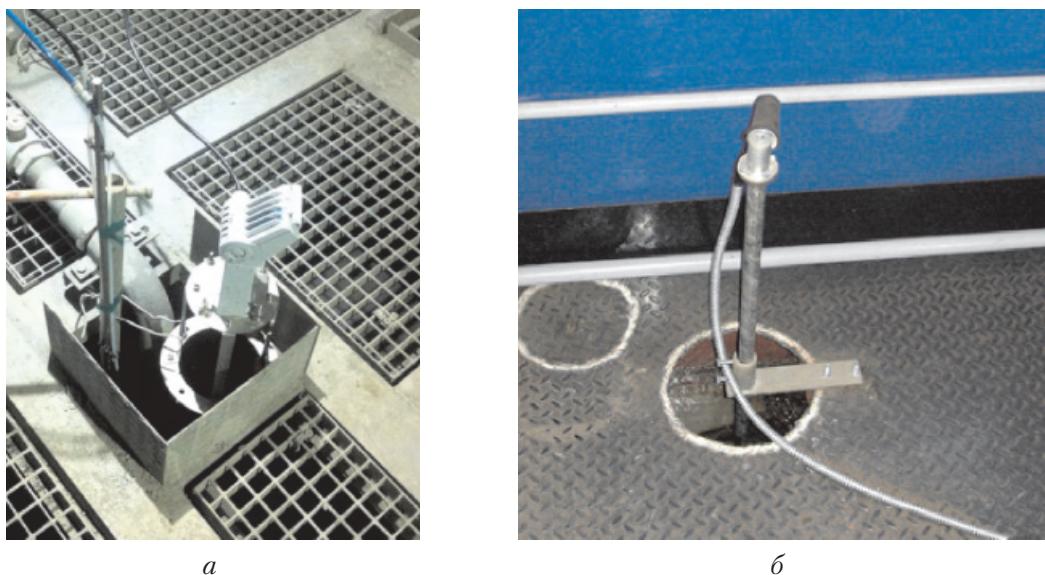


Рис. 77. Пример датчиков уровня:
а – ультразвукового (SiemensTheProbe (в составе СГТИ «КАМА»
(совместное производство ЗАО АМТ и ЗАО НППГА «Луч»));
б – герконового (ДУ-Г (в составе СГТИ «Леуза-2» (ОАО НПФ «Геофизика»)),
установленных в емкостях на буровой установке

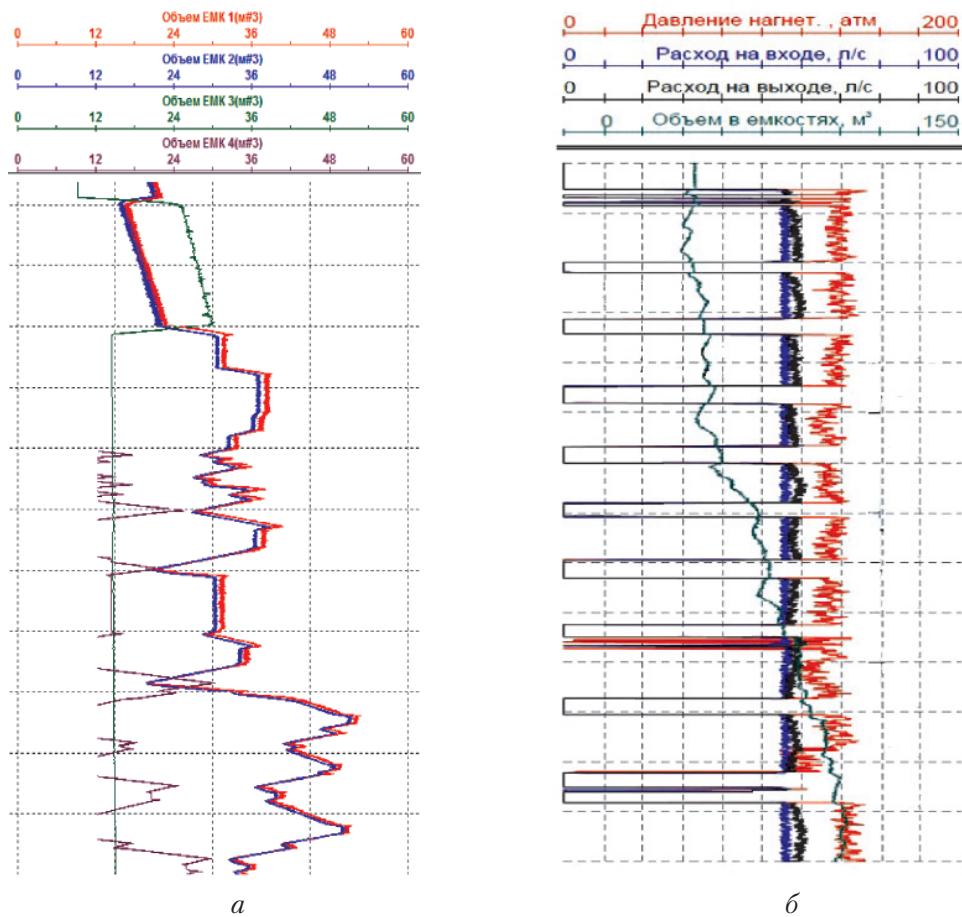


Рис. 78. Типовые кривые данных объема в емкостях при:
а – бурении; *б* – бурении с последующим проявлением пластовой воды

Таблица 36

Технические характеристики поплавковых датчиков уровня

Параметры	ДУТ	ДУ-Г	ДУБР	ПМП-062	ДУП-1	ДУ-III	ПМП-022	УПБ-М
Производитель	ООО НПФ «Геосфера»	ОАО НПФ «Геофизика»	СКБ «Ореол»	ООО НПП «Сенсор»	ЗАО АМТ	ОАО НПФ «Геофизика»	ООО НПП «Сенсор»	ТПГ
Тип датчика	Герконовый	Магнитострикционный	Потенциометрический	Штанговый	Беспилотные			
Диапазон измерения, м	0–2	0–2,2/0–5	0–3	0–6	0–2,5(4)	0–2	0–6	0–2/0–6
Разрешающая способность, м, не хуже	0,01	0,02	—	—	0,01	0,02	0,01	0,01
Погрешность, м	—	±0,05	±0,045	±0,001	±0,007	—	±0,01	±0,01
Диапазон рабочих температур, °C	–40...+65	—	—	–50...+80	–40...+60	—	–50...+60	–40...+50
Габаритные размеры датчика, мм	2450×200	2275×220×220	—	—	2000×400×200	27×225×2200	—	—
Масса, кг	5	5,5	—	7,5	10	9,5	2	—

Датчик уровня герконовый

Датчик уровня герконовый (ДУГ) предназначен для измерения уровня бурового раствора в закрытых и открытых емкостях.

Датчик уровня бурового раствора ДУГ используется в системе «Контур-2» и в составе различных станций геолого-технологических исследований (ГТИ) скважин.

Принцип действия датчика ДУГ(рис. 79) основан на замыкании герконов преобразователя, попадающих в зону действия магнита поплавка и приведения выходного сигнала к стандартному диапазону величин. Специальное расположение герконов и выбранный тип магнита позволяют добиться высокой точности измерений.

Датчик уровня ДУГ состоит из штанги и подвижного поплавка с кольцевым магнитом. Внутри штанги расположены линейный герконовый преобразователь перемещений и нормирующая плата. На нижнем конце штанги датчика установлен ограничитель перемещения поплавка. Все детали датчика выполнены из нержавеющей стали, его характеристики приведены в табл. 37.



Рис. 79.
Общий вид
датчика ДУГ

Таблица 37

Технические характеристики датчика ДУГ

Параметры	Значение
Диапазон измерения, м	0–2
Разрешающая способность, м, не хуже	0,01
Диапазон изменения выходного сигнала, В	0–10
Напряжение питания, В	+12
Потребляемая мощность, Вт, не более	0,1
Диапазон рабочих температур, °С	–40...+65
Габаритные размеры датчика, мм	2450×200
Масса, кг	5

Герконовый преобразователь датчика ДУГ представляет собой матрицу из герконов, размещенную в канале прямоугольного сечения из ПВХ.

Датчик уровня ДУГ устанавливается в ёмкости с буровым раствором при помощи кронштейна, фиксирующего штангу датчика в вертикальном положении. Глубина погружения выбирается из условия наполнимости ёмкости в рабочем режиме.

Измеритель суммарного уровня буровой жидкости в ёмкостях ИСУ-1

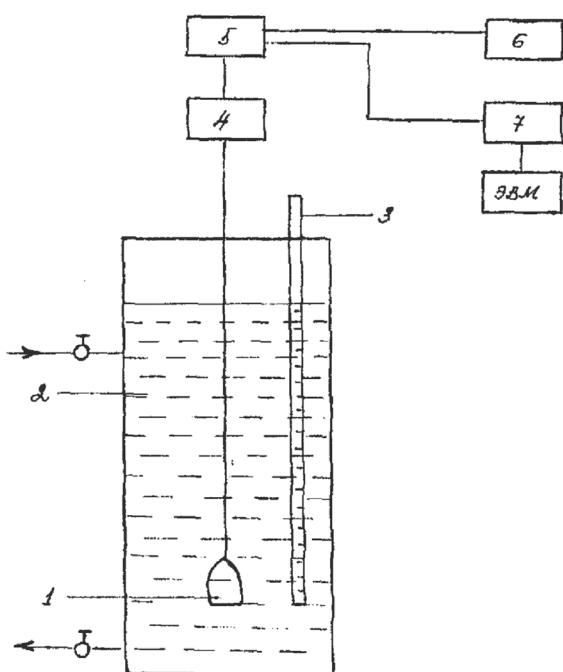


Рис. 80. Схема датчика ИСУ-1:
 1 – верхняя камера;
 2 – емкость;
 3 – мерная линейка;
 4 – преобразователь давления;
 5 – цифровой миллиамперметр;
 6 – блок питания;
 7 – выносной пульт информации

Измеритель ИСУ-1 (рис. 80) предназначен для постоянного контроля суммарного уровня буровой жидкости и его отклонения от установленного значения в трёх приёмных блоках в процессе бурения нефтяных и газовых скважин.

Физический принцип уровнеметра основан на измерении поплавковым и пьезометрическим способами и заключается в измерении уровня жидкости по величине гидростатического столба жидкости. При изменении уровня бурового раствора поплавок опускается, изменяя в трубке гидростатический столб жидкости. В результате этого изменяется входное давление в преобразователе. Это изменение является выходным сигналом преобразователя, который поступает в измерительный блок, датчик имеет характеристики, указанные в табл. 38.

Таблица 38

Технические характеристики ИСУ-1

Параметры	Значение
Диапазон измерения суммарного уровня буровой жидкости в ёмкостях, м	0–4
Диапазон измерения отклонения суммарного уровня буровой жидкости в ёмкостях, м	-0,5...+0,5
Погрешность измерения показаний выходного сигнала для суммарного уровня буровой жидкости, %	2,5
Погрешность измерения показаний выходного сигнала для отклонения суммарного уровня буровой жидкости, %	2,5
Вариация показаний уровнеметра, не более, %	1,25
Порог чувствительности, не менее, %	0,63
Непостоянство показаний, не более, %	1,25
Время установления показаний, не более, с	300

Уровнемеры для измерения уровня жидкостей и уровня поверхности раздела сред

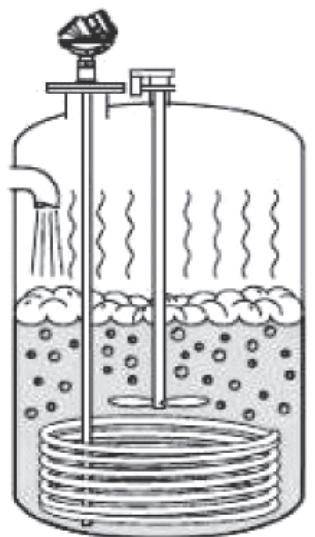
В настоящее время для обеспечения контроля уровня жидкости и уровней раздела фаз в сепарационных установках технологических линий УПН ЦПС используются уровнемеры 5300 американской компании Rosemount (рис. 81). Это интеллектуальные, двухпроводные измерительные преобразователи для непрерывного измерения уровня, использующие принцип временной рефлектометрии.

Микроволновые наносекундные импульсы малой мощности направляются вниз по зонду, погруженному в технологическую среду. Когда импульс достигает среды с другим значением диэлектрической постоянной, часть энергии импульса отражается в обратном направлении. Для измерения уровня границы раздела жидкости уровнемер использует остаточную энергию импульсов, прошедших через верхний продукт. Импульс, потерявший часть энергии при отражении от поверхности верхней среды, продолжает двигаться до тех пор, пока не отразится от поверхности нижней среды. Скорость распространения импульсов в среде зависит от диэлектрической постоянной. Разница во времени между моментом передачи импульса и моментом приема эхосигнала пропорциональна расстоянию, согласно которому рассчитывается уровень жидкости или уровень границы раздела двух сред. Интенсивность отраженного сигнала главным образом зависит от диэлектрической постоянной верхней среды. Чем выше значение диэлектрической постоянной, тем мощнее отраженный сигнал.

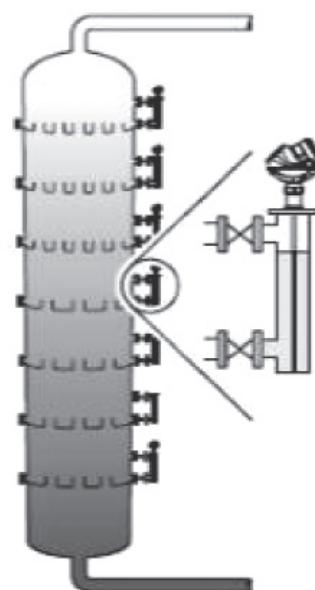


Рис. 81. Общий вид уровнемера 5300

Радарные уровнемеры 5300 предназначены для измерения уровня большинства жидкостей, жидко-вязких и сыпучих продуктов, а также границы раздела между двумя жидкостями. Принцип измерения волноводного радара обеспечивает высокую надежность и точность результатов измерения, практически не подвержен влиянию температуры, давления, парогазовых смесей, плотности, турбулентности, барботирования/кипения, низкого уровня, различных значений диэлектрической постоянной, pH и вязкости продуктов. Технология направленного микроволнового излучения в комбинации с цифровой обработкой сигнала делает уровнемеры 5300 подходящими для широкого ряда применений (рис. 82, 83). Примеры конструктивных исполнений уровнемера 5300 приведены на рис. 84.



Уровнемеры 5300 работают в условиях кипения жидкости, при повышенной концентрации паров и волнении поверхности. Если вблизи уровнемера имеются препятствия, наилучшим выбором будет уровнемер с коаксиальным зондом

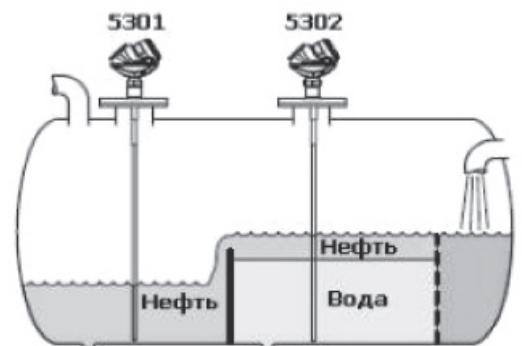


Уровнемеры 5300 прекрасно подходят для измерения уровня в выносных камерах, часто встречающихся в дистилляционных колоннах

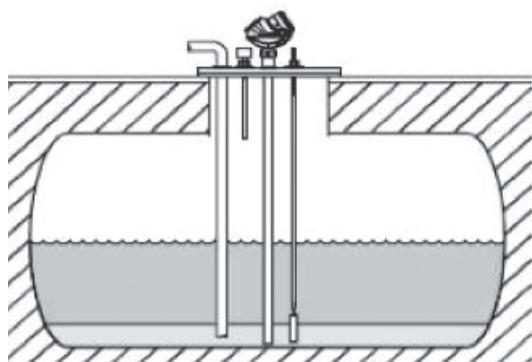
Рис. 82. Примеры применений уровнемера 5300

Корпуса блоков электроники уровнемеров 5300 выполнены из алюминия или из нержавеющей стали. В корпусе находится электроника уровнемера и программное обеспечение для обработки сигнала. Корпуса из нержавеющей стали предпочтительны в жестких условиях, где в атмосфере могут присутствовать коррозионно-активные вещества. Электронная часть генерирует электромагнитные импульсы, которые распространяются по зонду. Зонд комплектуется фланцевым, резьбовым технологическим присоединением, либо гигиеническим соединением Tri-Clamp. Для различных применений имеются различные типы зондов: жесткие двойные, гибкие двойные, жесткие одинарные, гибкие одинарные и коаксиальные.

Отстойник-сепаратор. Уровнемер 5302 измеряет общий уровень и уровень раздела продуктов



Уровнемеры 5300 – хороший выбор для подземных емкостей, поскольку они устанавливаются сверху емкости и его излучение сконцентрировано вокруг зонда. Они могут оснащаться зондами, нечувствительными к высоким и узким патрубкам, а также к близкорасположенным объектам



Волноводные радарные уровнемеры обеспечивают надежные измерения уровня сжиженного аммиака, сжиженного пропана и сжиженного природного газа

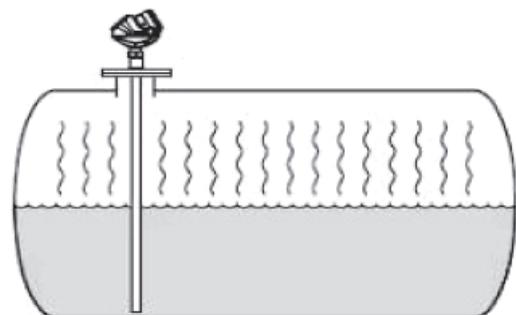
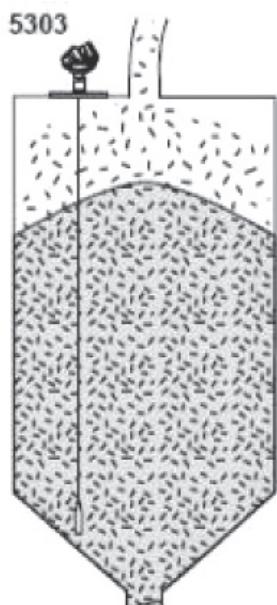


Рис. 83. Примеры исполнения зондов уровнемера 5300

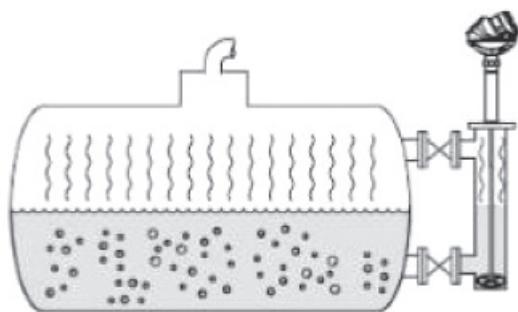
Несмотря на все преимущества в ходе эксплуатации уровнемеров 5300 выявлены отрицательные моменты существенно влияющие на корректность измерений межфазного уровня на границе газ – нефть и нефть – вода и как следствие зачастую возникают проблемы в регулировке режима подготовки

нефти, т. к. работа клапанных узлов, регулирующих режим работы аппарата логически связана на показания датчика. Это в свою очередь приводит к сбою режима и поступлению в технологический резервуарный парк некондиционной продукции и необходимости ее возвращения на повторный цикл подготовки.



Модель 5303 с гибким однопроводным зондом – решение для измерения уровня сыпучих, гранулированных и порошкообразных материалов.

Уровнемер измеряет уровень сыпучего материала независимо от пыли, наклона поверхности и т. д.



Уровнемеры 5300 с динамической компенсацией диэлектрической постоянной пара автоматически компенсируют изменения ДП пара и обеспечивают точные измерения уровня воды под высоким давлением и температурой

Рис. 84. Примеры исполнения уровнемера 5300

Комплекс проблем заключается в следующем.

Метод измерения основан на разнице диэлектрической проницаемости нефти (ϵ 2.4), газа (ϵ 1) и воды (ϵ 80) и практически не дает возможности четкого определения межфазной границы нефть – газ при образовании пены ввиду отсутствия у нее четких значений проницаемости. Тот же эффект возникает при определении раздела фаз нефть – вода из-за влияния эмульсионного слоя. Проблема даже не в том, что есть погрешность (на погрешность можно сделать поправку в программном обеспечении), проблема в том, что погрешность «плавающая» т. е. искажение данных происходит в различных диапазонах. Бывают случаи когда, по показаниям прибора, граница слоя нефть – вода выше границы нефть – газ.

Зачастую происходит налипание фракций АСПО нефти на волновод, появляется зона нечувствительности.

При быстрых процессах изменения уровня в сепараторах нередко дает сбои встроенный алгоритм расчета уровня в электронике уровнемера и как результат резкие скачки выходного сигнала уровня.

Для исключения вышеперечисленных отрицательных факторов, выявленных в ходе эксплуатации уровнемеров 5300 необходимо использовать датчики с другим принципом измерений. В качестве альтернативы предлагается поплавковые датчики, которые на других аналогичных объектах зарекомендовали себя лучше рефлекс – радарных.

Например, можно использовать многофункциональные уровнемеры ДУУ10 ЗАО «Альбатрос» (рис. 85).

Принцип его работы основан на измерении уровня материала основанного на измерении времени распространения в стальной проволоке короткого импульса упругой деформации. По всей длине проволоки намотана катушка, в которой протекает импульс тока, создавая магнитное поле. В месте расположения поплавка с постоянным магнитом, скользящего вдоль проволоки, в ней под действием магнитострикционного эффекта возникает импульс продольной деформации, который распространяется по проволоке и фиксируется пьезоэлементом, закрепленным на ней. Кроме того, возникает импульс упругой деформации, отраженный от нижнего конца ЧЭ уровнемера и принимаемый пьезоэлементом.

В уровнемерах измеряется время от момента формирования импульса тока до момента приема импульсов упругой деформации, принятых и преобразованных пьезоэлементом. Это позволяет определить расстояние до местоположения поплавка, определяемого положением уровня жидкости.

Он предназначен для таких сред как нефть, нефтепродукты, растворители, сжиженные газы, кислоты, щелочи, другие агрессивные и неагрессивные среды.



Рис. 85. Уровнемер
ДУУ10

ДАТЧИКИ ТЕМПЕРАТУРЫ БУРОВОЙ И ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ

Датчики температуры промывочной жидкости предназначены для измерения температуры промывочной жидкости на входе (выходе) скважины в составе станций контроля параметров бурения и станций ГТИ. Определение температуры на входе/выходе позволяет определять интервалы притоков, газопроявлений, оценивать температурный режим скважины. В основном, применяются датчики сопротивления, их характеристики указаны в табл. 39.

Принцип действия датчиков ДТР заключается в получении электрического сигнала, пропорционального температуре раствора, от полупроводникового преобразователя и приведение выходного сигнала к стандартному диапазону величин нормирующим усилителем.

При использовании полупроводниковых преобразователей КМТ, ММТ, сопротивление датчика зависит от температуры и определяется по формуле:

$$R_T = A \cdot e^{\beta/T}, \text{ Ом}$$

где A – коэффициент, зависящий от размеров чувствительного элемента; e – основание натурального логарифма; β – коэффициент зависящий от состава полупроводникового элемента.

Устройство. Датчики состоят из полупроводникового преобразователя температуры и нормирующего усилителя, установленных в корпусе из нержавеющей стали. Полупроводниковый преобразователь размещен внутри наконечника, имеющего теплоизолирующую прокладку для уменьшения влияния теплоемкости корпуса на результат измерения. В рабочем положении наконечник погружен в буровой раствор.

Таблица 39

Технические характеристики датчиков температуры буровой жидкости

Параметр	ДТА-333-01(02)	ДТЦШ-334-02	ДТР	ТСМ	ТСПУ
Производитель	ЗАО «ГЭЛС	ООО НПФ «Геосфера»	ООО «Теплоприбор-Сенсор»	ОАО НПП «Эталон»	
Диапазон измерений, °C	0...+100	0...+100 (-40...+125)	0...+100	-50...+150	0...+100
Основная погрешность измерения в н.у., °C	±1,0	±0,5	±0,4	± 0,35	±0,5
Дополнительная погрешность, °C	±0,5	–	–	–	±0,25
Постоянная времени, с	3,5	8,0	–	20,0	–
Диапазон рабочих температур, °C	-50...+80	-50...+80 (-50...+125)	-40...+65	-50...+200	-50...+100

Окончание табл. 39

Параметр	ДТБР	ДТПЖ	MTS	РТ-100-6-100-2F	КД-3	ПУБР
Производитель	СКБ «Ореол»	ОАО НПФ «Геофизика»	Weatherford (США)	ТРС (Франция)	ТПГ, ООО НПФ «Геосфера»	ЗАО НПП ГА «Луч»
Диапазон измерений, °C	0...+100	0...+100	-30...+100	0...+200	0...+100	0...+80
Основная погрешность измерения в н.у., °C	±1,0	±(0,5 + 0,01X)	±0,1	±0,3	±0,5	± 0,25
Дополнительная погрешность, °C	—	—	—	—	—	—
Постоянная времени, с	—	—	—	—	—	1
Диапазон рабочих температур, °C	—	-50...+100	—	-50...+200	-40...+65	-40...+50

Датчики температуры встречаются как в отдельном исполнении, так и в комплексных датчиках плотности и уровня (рис. 86, 87), типовые характеристики приведены на рис. 88.



Рис. 86. Датчики температуры:
 а – ДТЦШ-334-02 (ЗАО «ГЭЛС»); б – ДТР (ООО НПФ «Геосфера»);
 в – Mud Temperature Sensor (MTS) (Weatherford)

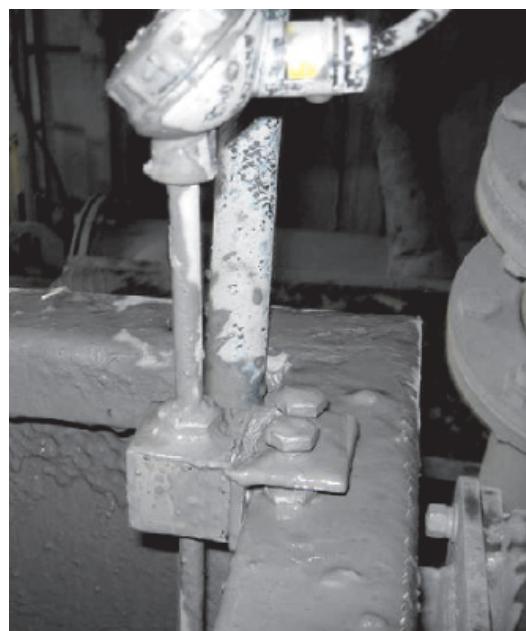


Рис. 87. Пример датчика температуры, установленного на выходе из скважины

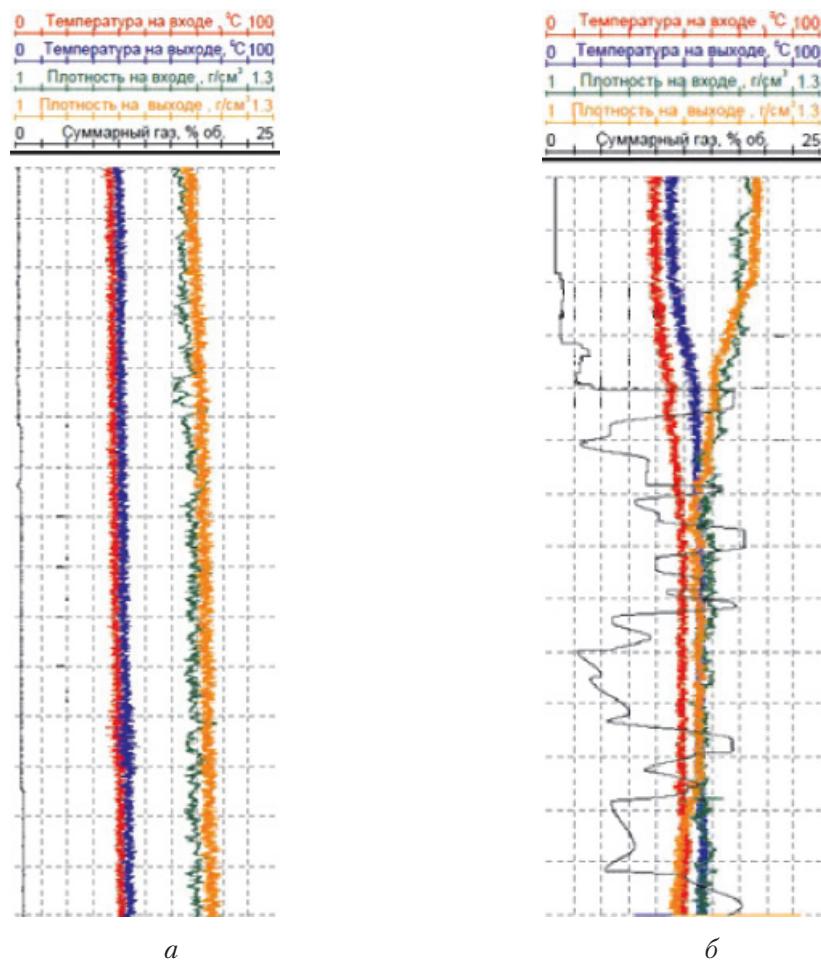


Рис. 88. Типовые кривые данных температуры на входе/выходе при:
а – бурении; б – бурении с последующим проявлением пластовой воды (повышение температуры за счет проявление пластового флюида)

Датчик температуры буровой жидкости на входе/выходе НПФ «Геофизика»

Датчик предназначен для измерения температуры буровой жидкости на входе (в приемной емкости) и/или на выходе (в желобе).

Чувствительным элементом является термометр сопротивления ТСМ – в зависимости от температуры изменяет своё сопротивление, которое преобразовывается, которое преобразовывается преобразователем ПСН в напряжение.

Величина сопротивления (R_t) датчика при этом равна:

$$R_t = R_0[1 + \alpha(t - t_0)], \text{ Ом},$$

где R_0 – номинальное сопротивление при номинальной температуре t_0 , Ом; α – температурный коэффициент, зависящий от состава термометра сопротивления; t – температура бурового раствора, °C

Датчик температуры буровой жидкости (рис. 89) *на входе* крепится к корпусу приемной емкости, термометр сопротивления погружается в буровую жидкость в приемной емкости. Датчик температуры буровой жидкости *на выходе* крепится в желобной системе, термометр сопротивления погружается в буровую жидкость в желобе, характеристики датчика приведены в табл. 40.



Рис. 89. Общий вид датчика

Таблица 40
Технические характеристики датчика буровой жидкости

Параметры	Значение
Диапазон измерения, °C	0–100
Уровень выходного сигнала, В	от 0 до 5
Напряжение питания, В	+12
Масса, кг	3,0
Габариты, мм	410×270×110
Предел допускаемой основной абсолютной погрешности	±(0,5 + 0,01)

Датчик температуры буровой жидкости на выходе ДТР

Принцип действия ДТР заключается в получении электрического сигнала, пропорционального температуре раствора, от полупроводникового преобразователя и приведение выходного сигнала к стандартному диапазону величин нормирующими усилителем.



Рис. 90. Общий вид датчика ДТР

Датчик температуры ДТР (рис. 90) состоит из полупроводникового преобразователя температуры и нормирующего усилителя, установленных в корпусе из нержавеющей стали. Полупроводниковый преобразователь размещен внутри наконечника, имеющего теплоизолирующую прокладку для уменьшения влияния теплоемкости корпуса на показания датчика, его основные характеристики приведены в табл. 41.

Датчик температуры ДТР выпускается в двух исполнениях: *исполнение 1* – для установки на открытом или закрытом участке выкидной трубы (желоба), *исполнение 2* – с удлиненным корпусом и оснасткой для установки в приемной ёмкости.

Таблица 41

Технические характеристики датчика ДТР

Параметры	Значение
Диапазон измерения температуры среды, °С	0...+100
Точность измерения температуры, °С	±0,4
Диапазон изменения выходного сигнала, В (мА)	0...10 (4...20)
Напряжение питания, В	+12...+24
Потребляемая мощность, Вт, не более	0,3
Диапазон рабочих температур, °С	-40...+65
Габаритные размеры датчика (длина×диаметр), мм	610×60
Масса, кг	3

Датчик плотности и температуры бурового раствора (в приемной ёмкости)

Датчик плотности и температуры бурового раствора (в приемной ёмкости) КД-3 (рис. 91) предназначен для измерения плотности и температуры бурового раствора в приемных емкостях, соответствует характеристикам табл. 42.

Принцип действия канала измерения плотности датчика КД-3 основан на том, что величина объёмной плотности бурового раствора пропорциональна величине разности гидростатического давления раствора на постоянной вертикальной базе измерения.



Рис. 91. Общий вид датчика КД-3

Преобразователь дифференциального давления выдает электрический сигнал, соответствующий разности давления, а значит и плотности бурового раствора.

Датчик плотности и температуры КД-3 состоит из преобразователей дифференциального давления и температуры, нормирующего усилителя, которые размещены в разборном корпусе, и монтажных приспособлений, обеспечивающих установку датчика и регулировку глубины его погружения. Все узлы датчика и оснастки выполнены из нержавеющей стали или из стали с антикоррозионным покрытием.

Таблица 42

Технические характеристики датчика КД-3

Параметры	Значение
Диапазон измерения параметров:	
объемная плотность, г/см ³	0...2,3
температура, °С	0...100
Основная приведенная погрешность измерений, %:	
объемной плотности;	1
температуры	0,5
Измерительная база канала плотности, м	0,28
Диапазон изменения выходного сигнала, В (mA)	0...10 (4...20)
Напряжение питания, В	+12...+24
Потребляемая мощность, Вт, не более	1
Диапазон рабочих температур, °С	-40...+65
Габаритные размеры датчика, м:	
диаметр блока преобразования	0,1
высота	2,756
Масса, кг	28

Дифференциальный датчик плотности и температуры КД-3 устанавливается на приёмной ёмкости в вертикальном положении в местах, где не образуется зашламовывание объема, и нет интенсивного перемешивания бурового раствора.

Датчики проходки (глубины) скважины

В процессе бурения осевое давление на долото создаётся нижней частью колонны бурильных труб, находящейся в сжатом состоянии (рис. 92).

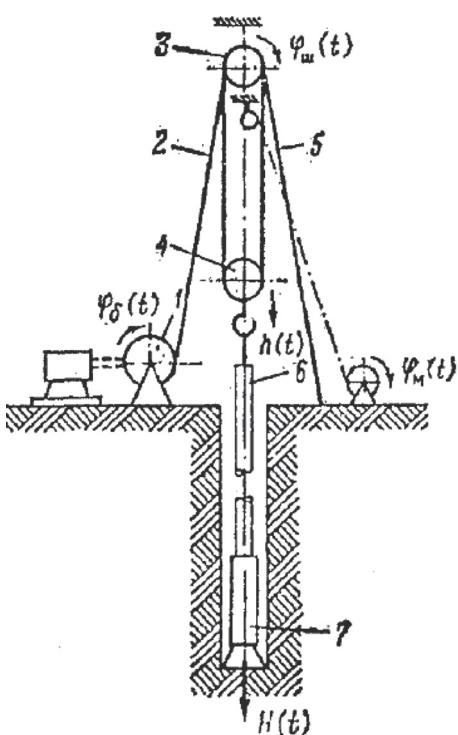


Рис. 92. Схема спуско-подъёмного механизма состоит из:
буровой лебёдки (1),
ходового конца талевого каната (2),
шкивов кронблока (3), шкивов
талевого блока (4), неподвижного
конца талевого каната (5),
верхнего конца бурильной колонны (6),
нижнего конца бурильной колонны (7)

Верхняя часть колонны бурильных труб с помощью спуско-подъёмного механизма поддерживается на весу, и следовательно растянута. По мере разбуривания породы и углубления ствола скважины длина сжатой части колонны бурильных труб уменьшается, что приводит к снятию нагрузки на долото. Таким образом, осевая нагрузка на долото регулируется, изменением скорости перемещения верхнего конца бурильной колонны, т.е. скорости подачи бурового инструмента.

Работа датчиков проходки основана на преобразовании перемещений элементов спуско-подъёмного механизма в вертикальное перемещение нижнего конца бурильной колонны.

Методы измерения глубины (проходки) принято разделять на 2 группы:

- *Методы непосредственного измерения* при установке первичного преобразователя на нижнем конце бурильной колонны;

- *Методы косвенного измерения проходки* по величине подачи бурового инструмента при установке первичного преобразователя на одном из элементов спуско-подъёмного механизма.

В связи со сложными условиями работы измерительной аппаратуры на забое и отсутствием надёжных каналов передачи информации, в основном, используются косвенные методы.

На рис. 93 изображена принципиальная схема преобразования вертикальных перемещений нижнего конца бурильной колонны в перемещение элементов спуско-подъёмного механизма. Цифрами отмечены места возможной установки датчиков в зависимости от выбора мерного элемента спускоподъёмной системы. Им соответствуют следующие косвенные методы измерения проходки:

- 1) по величине перемещения верхнего конца бурильной колонны;
- 2) по величине перемещения талевого каната;
- 3) по углу поворота шкива кронблока;

- 4) по углу поворота барабана лебёдки;
- 5) по углу поворота дополнительного мерного барабана, связанного мерным тросом с талевым блоком.

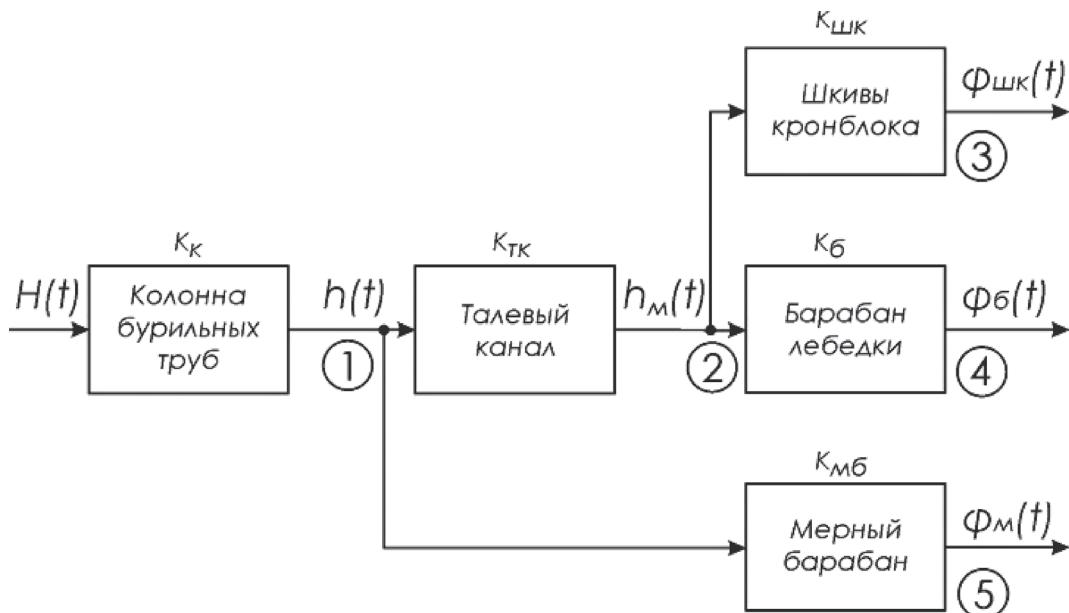


Рис. 93. Схема последовательности преобразования вертикальных перемещений нижнего конца бурильной колонны в перемещение элементов спуско-подъемного механизма

Как было сказано выше, измерение проходки основывается на измерении величины перемещения подвижных узлов буровой установки. В основе реализации датчиков проходки могут лежать следующие физические принципы:

- измерение величины и скорости перемещения верхнего конца бурильной колонны путём регистрации изменения гидростатического давления в специальном резервуаре 4, связанном гибким шлангом 3 с другим резервуаром 1 закреплённым на вертлюге 2 (рис. 94);

- измерение вертикальных перемещений талевого блока путём преобразования их в электрический сигнал с помощью специальных электромеханических устройств (на рис. 95 приведена схема оптического датчика импульсов для определения величины перемещения талевого блока).

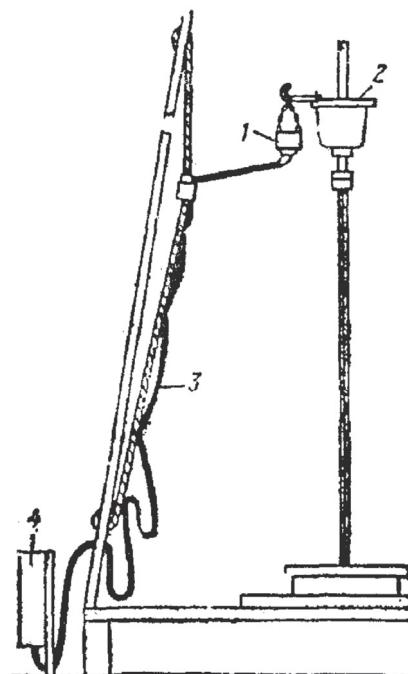


Рис. 94. Схема гидростатического устройства для измерения величины и скорости перемещения верхнего конца бурильной колонны

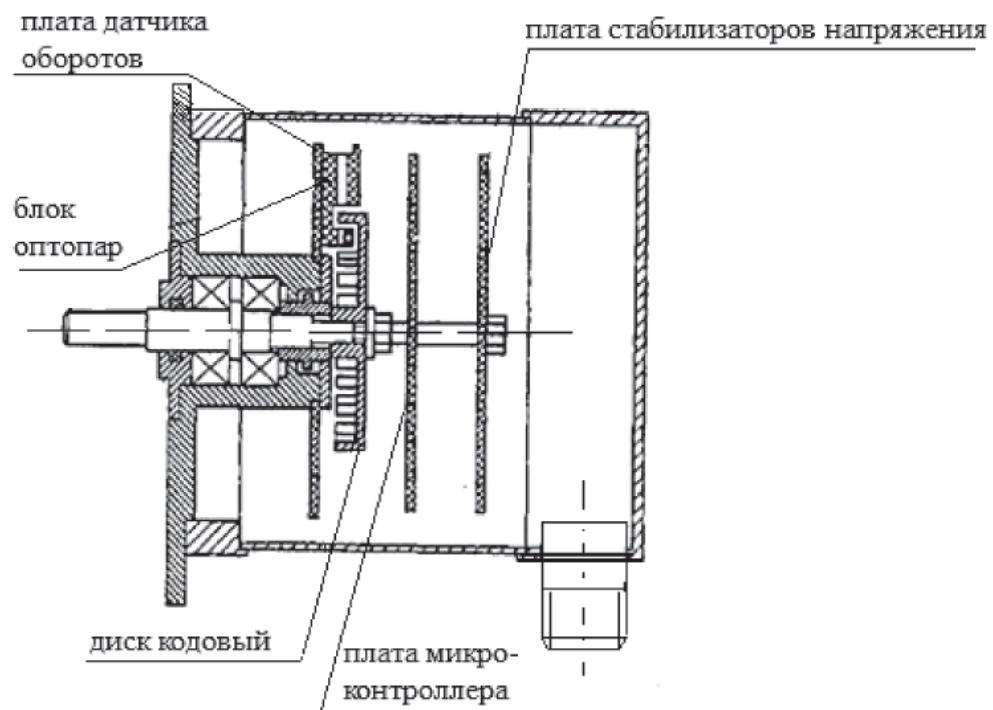


Рис. 95. Схема оптического датчика импульсов, используемого в качестве первичного преобразователя измерителя перемещения талевого блока

В настоящее время, из-за удобства монтажа/демонтажа и надежности работы, повсеместно используются устройства (датчики) преобразования угла поворота вала лебедки в перемещение талевого блока.

ДАТЧИК ОБОРОТОВ ВАЛА БУРОВОЙ ЛЕБЁДКИ

Предназначен для определения положения талевого блока, с целью: расчета глубины скважины в процессе бурения; расчета количества (длины) бурового инструмента находящегося в скважине; определения операции бурения; осложнений при бурении и спуско-подъемных операциях (СПО) (рис. 96).

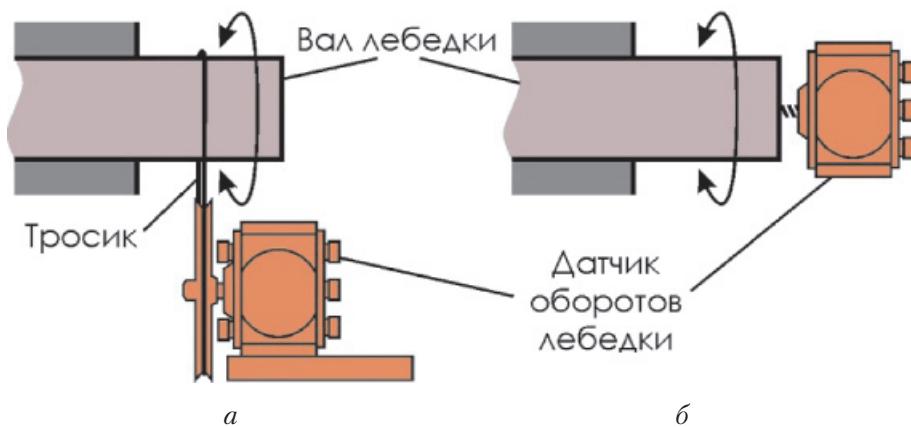


Рис. 96. Схема датчиков с преобразованием механических передвижений:
а – с клиноременной передачей; б – с прямой передачей

Принцип работы – датчик преобразует угол поворота буровой лебедки в импульсы, прямо пропорциональные перемещениям крюкоблока (талевого блока). Импульсы преобразуются в высоту положения талевого блока относительно стола ротора. Преобразование в существующих станциях ГТИ путем линейной и кусочно-линейной калибровки. Кусочно-линейная считается более перспективной, за счет того, что учитывает слой лебедки на барабане (более точное определение передвижений между верхней и нижней положениями).

Типы датчиков для измерения числа оборотов вала буровой лебедки:

- датчики магнитного типа (измерение импульсов при прохождении магнитных меток, расположенных на вале лебедки/кронблоке, через датчик с магнитоуправляемым контактом). При установке датчиков данного типа на кронблоке, не требуется перекалибровка при перетяжке каната, но возникают проблемы при поломках датчика (требует остановки бурения)
- датчики преобразования механических передвижений.

Преобразование механических передвижений осуществляется либо через непосредственную передачу оборотов вала на чувствительный элемент или с помощью клиноременной передачи (через резиновый или пружинный ремень). Датчики с непосредственной передачей обладают лучшими характеристиками исключающими обрывы, растяжения и проскальзывания передаточного элемента.

Чувствительными элементами обычно выступают магнитные датчики (геркон и т.п.), датчики основанные на эффекте Холла и оптические датчики. Оптические датчики считаются наиболее точными, магнитные – наименее (сильная зависимость от установки магнитных элементов – количества, соблюдение шага дискретности и т.д.).

По способу крепления датчики оборотов подразделяются на три типа:

- датчик, устанавливаемый на станине буровой лебедки (магнитного типа, типа преобразования механических передвижений);
- датчик, устанавливаемый на талевом блоке (магнитного типа);
- датчик, устанавливаемый напрямую на вал лебедки (преобразование механических передвижений).

Датчики оборотов лебедки магнитного типа

Данный тип датчиков (рис. 97) был одним из первых, применяемых в станциях ГТИ и на данный момент является самым устаревшим. Точность показания датчиков этого типа зависит от многих факторов, таких как установка магнитных элементов (количество и качество) и измерительного элемента.

Характеристики датчиков оборотов талевой лебедки приведены в табл. 43.



Рис. 97. Датчики магнитного типа:
а – ДОВЛ-319-01; б – ДОВЛ-319-02 (оба ЗАО «ГЭЛС»);
в – ДУП-СТ-02 (ООО НПФ «Стрх»);
г – положения шкива кронблока (ПШК) (Weatherford)

Таблица 4.3

Технические характеристики датчиков числа оборотов вала буровой лебедки

Параметры	ДОВЛ-319-01	ДОВЛ-319-01	ДУП-СТ-02	ПШК	ДОЛ-3	ICSSR	DS
Производитель	ЗАО «ГЭЛС» («Геоэлектро- ника сервис»)	ООО НПФ «Стрх»	Weatherford (США)	ОАО НПФ «Геофизика»	ООО «Теотек-Прибор»	Shenkai (Китай)	
Диапазон измерений положения талевого блока, м	От -50 до +50	От 50 до +50	—	—	—	(от -800 до +800 об)	0-50
Дискретность измерения положения талевого блока, м, не более	0,02-0,03	0,02-0,03	—	0,01	1/8 длины окружности вала	—	—
Максимальная измеряемая скорость перемещения талевого блока	10 м/с	10 м/с	3000 об/ мин	2000 об/мин	—	1800 об/ мин	1250 об/мин
Диапазон рабочих температур, °C	-40...+75	-40...+75	-45...+65	-20...+60	-45...+60	—	-40...+60
Количество импульсов на один оборот	36	48	До 125	—	15	22	12
Габаритные размеры, мм	400×90×70	84×113×45	170×25×25	—	—	—	—
Масса, кг:	0,5	1,0	0,15	—	—	—	—

Датчики оборотов лебедки с клиноременной передачей

Наиболее применяемый в России тип датчиков, которым оснащаются станции ГТИ производства практически всех отечественных производителей (рис. 98). Отличаются достаточно простой и надежной конструкцией и стабильной работой как в обычных, так в экстремальных условиях.



Рис. 98. Датчики оборотов лебедки с клиноременной передачей:
а – ДОЛ-5 (ООО НПП «Геосфера»); б – ОДИ-341-03 (ЗАО «ГЭЛС»);
в – ПТБ (ЗАО АМТ); г – ДОЛ-1 (ОАО НПФ «Геофизика»)

Главными недостатками датчиков этого типа являются передаточные ремни и тросики (пассики). Зачастую они представлены либо ремешками из армированной резины или гибкими пружинами. Для них свойственны постоянные проскальзывания на шкиву, порывы, растяжения, что негативно сказывается на точности показаний, нередко, их полной потерей. Паспортные характеристики приведены в табл. 44.

Таблица 44

**Технические характеристики датчиков оборотов лебедки
с клиноременной передачей**

Параметры	ОДИ-341-03	ДОЛ-5	ДОЛ-1	ДОВЛ	ПТБ	ДОЛ-6
Производитель	ЗАО «ГЭЛС»	ООО НПП «Геосфера»	ОАО НПФ «Геофизика»	СКБ «Ореол»	ЗАО АМТ	ООО «Союзнефтегазсервис» (СНГС)
Диапазон измерений положения талевого блока, м	От -50 до +50	-	-	-	-	-
Дискретность измерения положения талевого блока, м, не более	0,02–0,03	-	-	-	-	0,005
Максимальная измеряемая скорость перемещения талевого блока	10 м/с	-	-	-	3000 об/мин	-
Диапазон рабочих температур, °C	-40...+75	-40...+65	-	-	-40...+85	-50...+50
Количество импульсов на один оборот	50	35	32	16	(5000 прр)	48
Габаритные размеры, мм:	135×135×120	270×120×290	165×170×140	-	170×140×40	
Масса, кг	0,8	5,5	2,0	-	0,7	2,0

Датчики оборотов лебедки с прямой передачей

Данный тип датчиков (рис. 99, 100) является, на данный момент, самым востребованным и распространенным в мире, и постепенно входят в состав российских станций ГТИ. Первыми такие датчики стали использоваться для привязки глубин LWD и MWD систем, требующих точной привязки геофизических данных, а потом были включены в состав станций ГТИ, их характеристики соответствуют данным табл. 45.

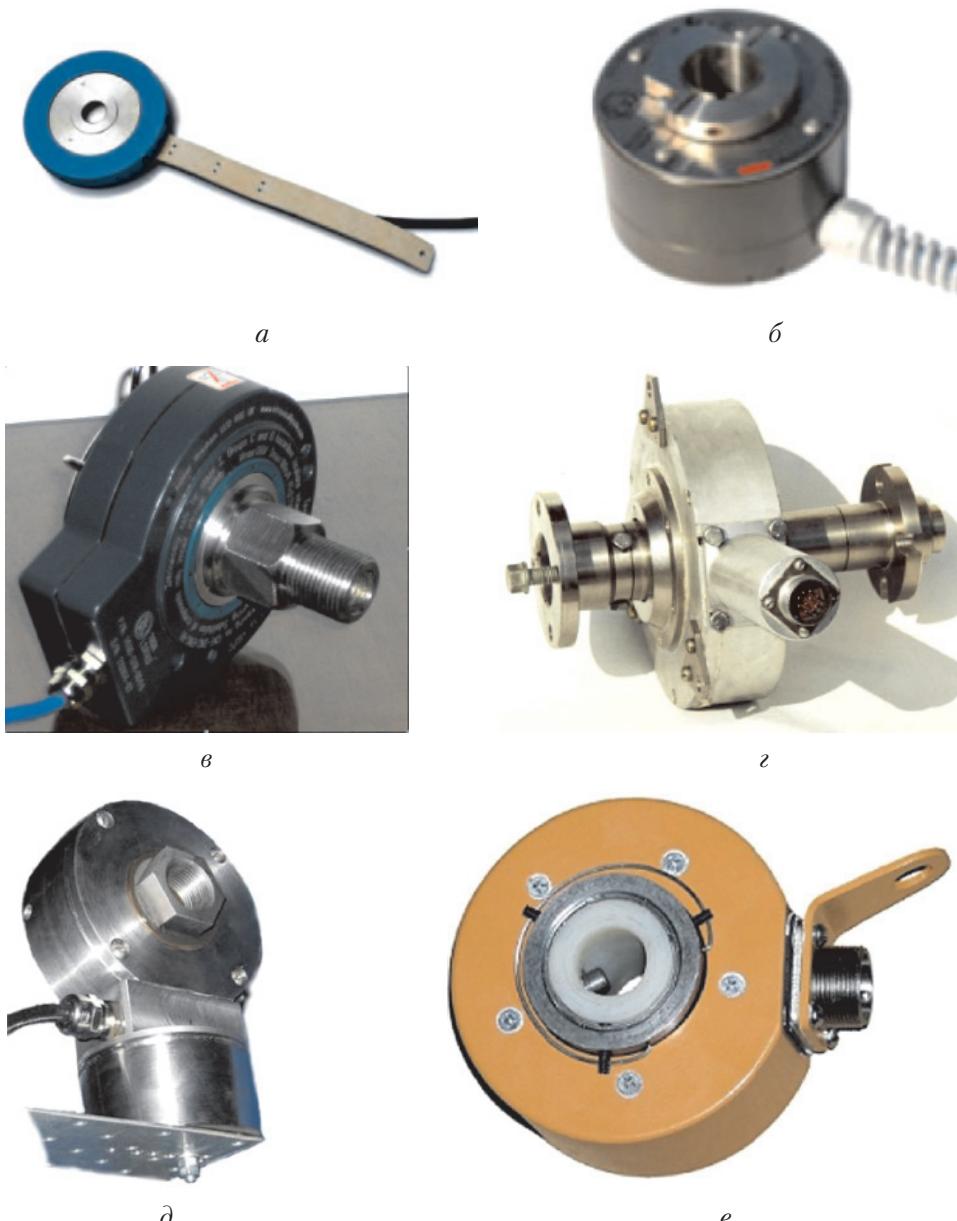


Рис. 99. Датчики оборотов лебедки с прямой передачей:

- а* – DWS (Drawworks Sensor) (Geoservices (Shlumberger)); *б* – Depthgage (Weatherford);
в – DWS (PetroServices); *г* – ДОЛ (ТПГ); *д* – ДОЛ (ЗАО НППГА «Луч»);
е – ДОВЛ-319-03 (ЗАО «ГЭЛС»)

Таблица 45

**Технические характеристики датчиков числа оборотов буровой лебедки
с прямой передачей**

Параметры	ДОВЛ-319-03	ДОЛ	ДОЛ	DG	DWS-3001	DWS	DWS	DW
Производитель	ЗАО «ГЭЛС»	ТПГ	ЗАО НППГА «Луч»	Weatherford (США)	LidaLTD (Китай)	PetroServices (Германия)	GEOLOG (Италия)	Hohner (Канада)
Диапазон измерений положения талевого блока, м	от -50 до +50	0-50	—	—	—	—	—	—
Дискретность измерения положения талевого блока, м, не более	0,02-0,03	0,01	0,01	0,01	0,03/0,01	0,01	—	—
Максимальная измеряемая скорость перемещения талевого блока	10 м/с	1500 об/мин	2000 об/мин	2000 об/мин	—	4000 об/мин	12000 об/мин	30000 об/мин
Диапазон рабочих температур, °С	-40...+75	-50...+50	-40...+80	-20...+60	—	-20...+100	—	-20...+100
Количество импульсов на один оборот	50	120	180	—	48/120	(2048 пр)	10	—
Габаритные размеры, мм	113×84×45	—	170×110×90	318×279×114	—	124×111×44	170×170×91	102×102×72
Масса, кг	1,0	—	4,5	1,5	—	1,1	—	—

Примеры установки датчиков с прямой передачей выходного сигнала показаны на рис. 100, типовые характеристики датчиков, полученные в процессе бурения скважин приведены на рис. 101.

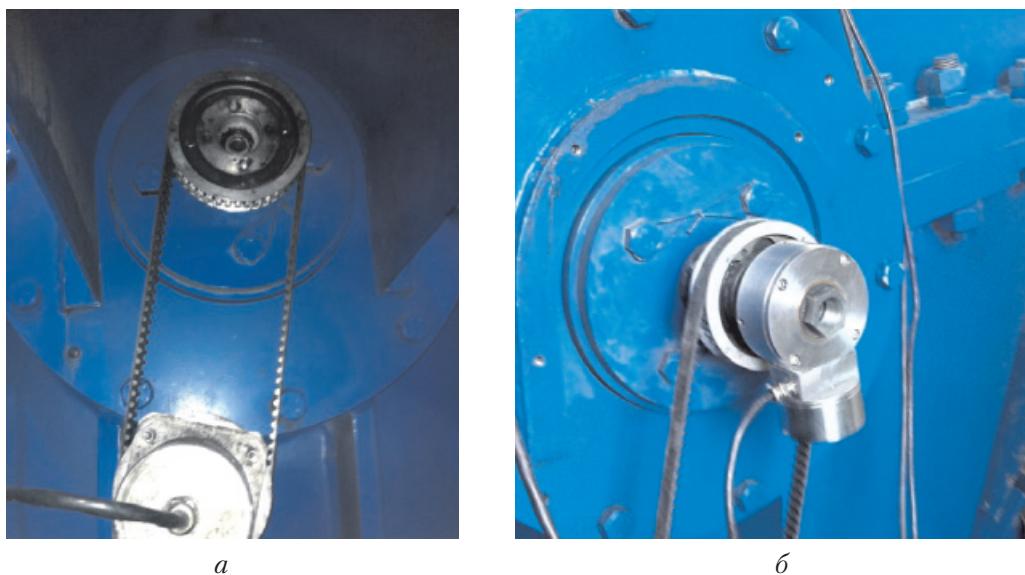


Рис. 100. Примеры датчиков оборотов:

а – с клиноременной передачей (ОДИ-341-03в СГТИ «Разрез-2» (ЗАО «ГЭЛС»));
б – с прямой передачей (ДОЛ (в СГТИ «КАМА» (совместное производство ЗАО АМТ и ЗАО НППГА «Луч»)), установленных на валу лебедки буровой установки

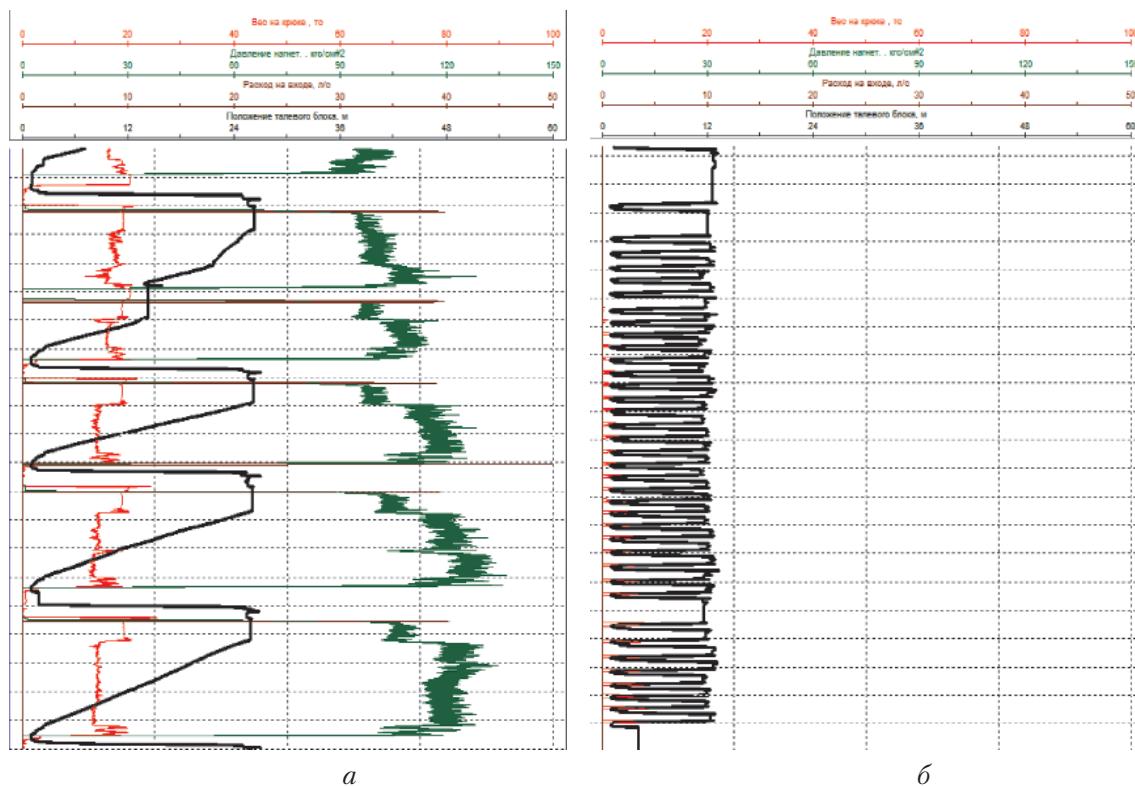


Рис. 101. Типовые кривые данных датчика оборотов лебедки при:
а – бурении; *б* – спуск-подъемных операциях (СПО)

Главными достоинствами датчиков с прямой передачей является полная передача движений вала барабана лебедки непосредственно на измерительный элемент, исключая возможную потерю или искажение данных передаточными звеньями. Также, обычно, эти типы датчиков снабжаются оптическими измерительными элементами, позволяющие достичь высокой дискретности показаний. При том, они обладают достаточно небольшими габаритами, прочной конструкцией и просты при монтаже.

Из недостатков данных датчиков стоит отметить необходимость перекалибровки при перетяжке канатов.

Датчики положения крюка на подвижных судах/буровых платформах

Отдельный тип датчиков (рис. 103), имеющих сходное предназначение, но заметно отличается по исполнению и условиям эксплуатации.

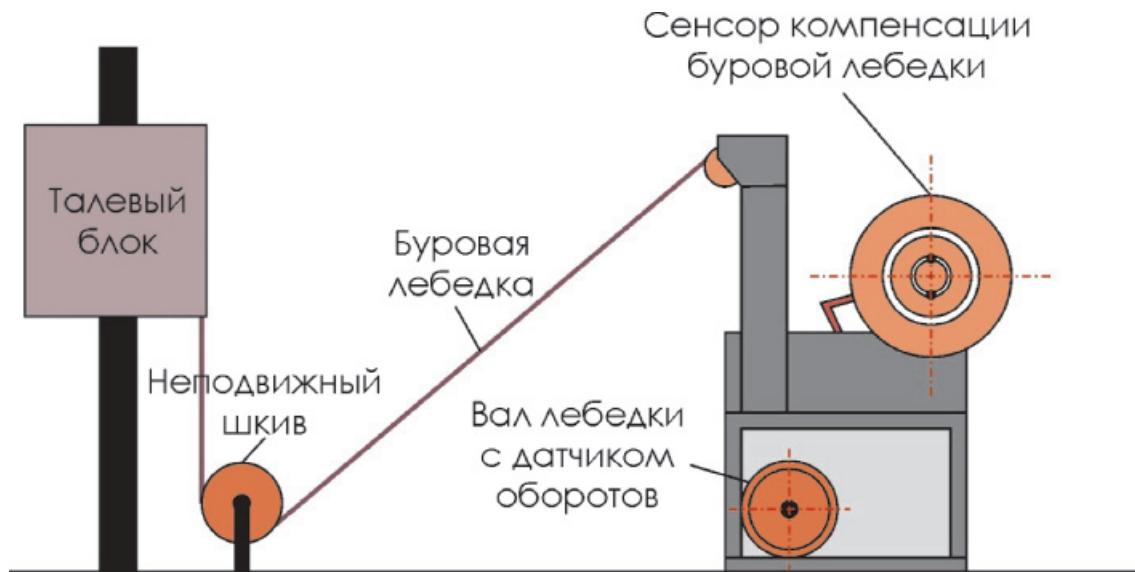


Рис. 102. Принципиальная схема установки датчика положения крюка на подвижных судах/буровых платформах

Таблица 46
**Технические характеристики датчиков положения крюка
на подвижных судах/буровых платформах**

Параметр	HookPositionSensor	RigHeave
Производитель	Lida LTD (Китай)	PetroServices (Германия)
Диапазон измерений положения талевого блока, м	0–40	0–10
Дискретность измерения положения крюка, м, не более	–	0,01
Точность измерения положения крюка, м, не более	–	±0,01
Количество импульсов на один оборот	250	–



Рис. 103. Датчик положения крюка со встроенным датчиком вертикальных перемещений (качки) (Heavesensor&HookePositionSensor) (производство LidaLTD)

Главным принципиальным отличием при работе данных датчиков является учет вертикального движения бурильного инструмента по отношению к скважине, возникающего при движении водных масс. Датчики оснащены акселерометрами, установленными на стойке и компенсаторе, что позволяет учитывать вращения колеса датчика при подъеме и опускании судна или буровой платформы, имеют характеристики, указанные в табл. 46.

Датчик положения крюка со встроенным датчиком вертикальных перемещений имеет оригинальную конструкцию (рис. 103).

Ниже приведены описания некоторых датчиков.

Датчик оборотов вала буровой лебёдки

Датчик оборотов вала буровой лебёдки (НПФ «Геофизика») преобразует угол поворота буровой лебедки в импульсы, прямо пропорциональные перемещениям крюкоблока. Угол поворота буровой лебедки передается к датчику с помощью клиноременной передачи (рис. 104).

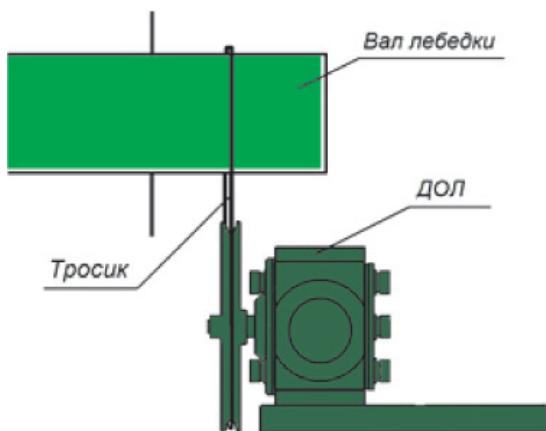


Рис. 104. Схема размещения датчика оборотов вала лебёдки НПФ «Геофизика»

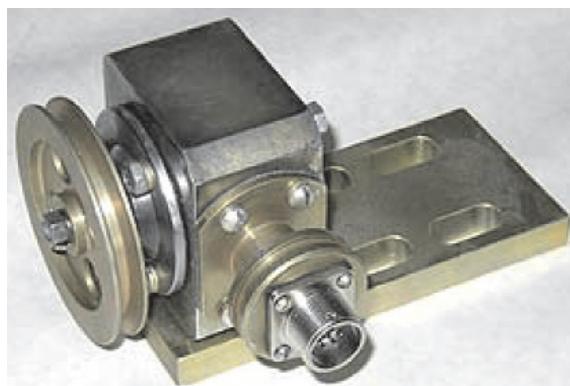


Рис. 105. Общий вид датчика оборотов лебёдки НПФ «Геофизика»

Таблица 47

Технические характеристики датчика

Параметры	Значение
Число импульсов за оборот, имп./об.	32
Направление вращения	0/1 ТТЛ
Напряжение питания, В	+5
Масса, кг	2,9
Габариты, мм	165×170×140

Датчик устанавливается на станине буровой лебедки (рис. 102). Производится соединение шкива датчика с валом лебедки, тросиком, входящим в комплект датчика, как изображено на рис. 105, характеристики соответствуют данным табл. 47.

Датчик положения талевого блока ДОЛ-5

Датчик положения талевого блока ДОЛ-5 (НПП «Геосфера») **предназначен** для измерения углового перемещения вала буровой лебедки и соответствующего ему перемещения талевого блока с целью определения следующих параметров:

- положения крюка над столом ротора;
- глубины скважины;
- положения инструмента или обсадных труб над забоем;
- скорости бурения и СПО.

Принцип действия датчика оборотов лебедки ДОЛ-5 основан на преобразовании угловых перемещений вала буровой лебедки в двухфазный электрический сигнал, пропорциональный числу оборотов, и зависящий от направления движения вала (рис. 106, табл. 48). Датчик ДОЛ-5 состоит из измерительного блока, установленного на монтажной станине, и комплекта шкивов с клиновыми ремнями. Внутри измерительного блока установлена плата с фотоэлектрическими преобразователями и диск со щелевыми вырезами, закрепленный на валу блок.



Рис. 106. Общий вид датчика ДОЛ-5

Таблица 48

Технические характеристики датчика оборотов лебедки ДОЛ-5

Параметры	Значение
Разрешающая способность датчика, имп./оборот	35
Выход	«Открытый Коллектор» через 120 Ом
Тип выходного сигнала	две фазы
Напряжение питания, В	+9...+12
Потребляемый ток, мА, не более	35
Диапазон рабочих температур, °С	-40...+65
Класс пылевлагозащиты	IP65
Габаритные размеры, мм	270×120×290
Масса, кг, не более	5,5

Датчик положения талевого блока «ДОЛ-5» устанавливается на основании кожуха буровой лебедки со стороны входа пневматической линии привода тормозной системы и сообщается с валом лебедки клиновым ремнем, который имеет регулировку натяжения.

Датчик положения буровой лебедки Wetherford

Прибор вычисления глубины определяет абсолютное положение крюка из расчета числа витков каната на барабане лебедки и позиции каната. Датчик положения крепится на вал лебедки (рис. 107), характеристики датчика положения лебёдки приведены в табл. 49.



Рис. 107. Общий вид датчика положения лебёдки Weatherford

Датчик положения крюка работает с разрешающей способностью вращения лебедки в 0,25 градусов, которая даже в худшем случае, покажет изменение позиции лебедки в 1 см.

Таблица 49

Технические характеристики датчика положения крюка

Параметры	Значение
Вес, кг	1,5
Размер, см	31,8×28×11,4
Нагрузка на вал	Собственный вес
Максимальная скорость, об./мин	2000
Температура, °С	-20...+60
Разрешающая способность, см	1
Макс. влажность, %	98

ДАТЧИКИ ХОДОВ НАСОСА И ОБОРОТОВ РОТОРА

В настоящее время, для измерения числа ходов насоса (ЧХН) и оборотов ротора используют идентичные датчики.

Измерение ходов насосов необходимо для качественной (включение/выключение насосов) и количественной (вычисление «идеального» расхода – производительность насоса при определенным количестве двойных ходов, соотношение «идеальный»/реальный расходы) оценки работы насосной системы.

Измерение оборотов ротора, аналогично ходам насосов, для определения моментов включение/выключение ротора и соотношения числа оборотов на момент ротора.

По принципу действия датчики ходов насоса и оборотов ротора бывают герконовые, индуктивные и на элементах Холла. Для меток используются магниты или железные фланжи.

Схемы установки датчиков числа ходов насоса и оборотов ротора приведены на рис. 108, конструктивное исполнение на рис. 109, примеры установки на действующих буровых установках на рис. 110, типовые характеристики датчиков показаны на рис. 111, характеристики указаны в табл. 50.

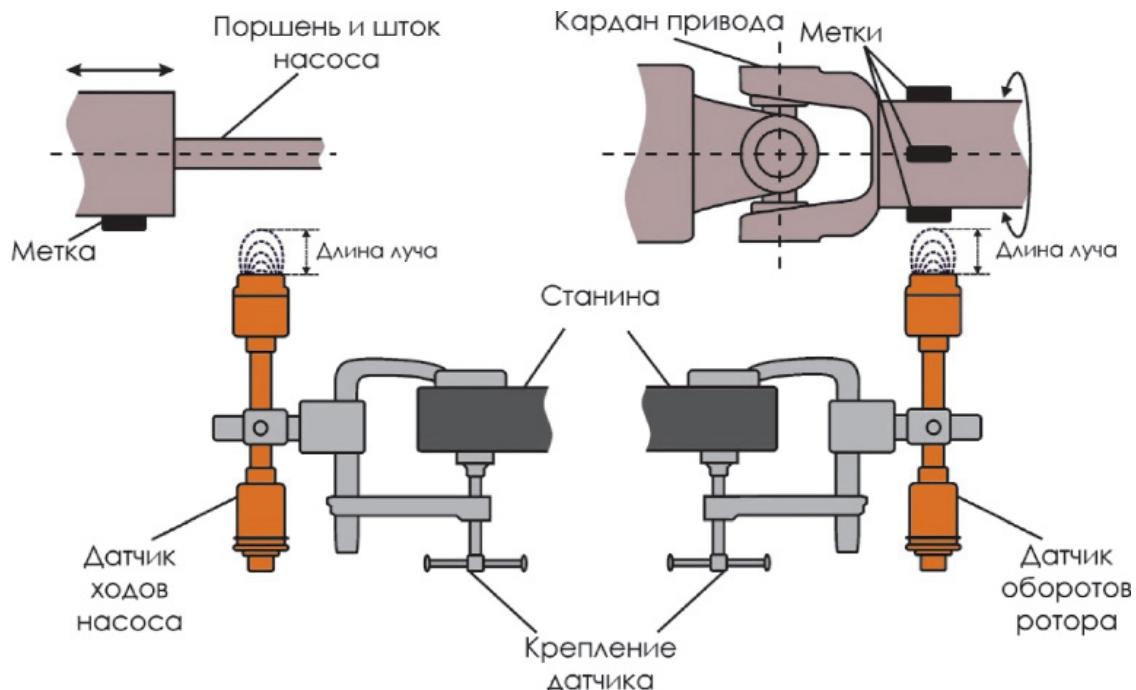


Рис. 108. Схема установки датчиков ходов насосов и оборотов ротора

Таблица 50

Технические характеристики датчиков числа ходов насоса (ЧХН) и оборотов ротора

Параметры	ДПМ-336-04.1	ДХН/ДОР	ДХН/ДОР	ДОВ	ДО-6	ICSS	СХН	TURCK Ni-15-P30	Namur ATEX D30	PS/ RSS
Производитель	ЗАО «ГЭЛС»	ООО НТЦ «Геотехнология»	ООО НПФ «Геосфера»	ООО «СНГС»	ООО «ГеотехноБор»	ТПГ	The Turck GmbH & Co (Германия)	BDC Electronic S.r.l. (Италия)	Shenkai (Китай)	
Диапазон измерений частоты, мин ⁻¹	30–650	9000	0–350(200)	0–250	0–200	0–400	0–200	0–200	0–300	0–1000
Основная погрешность, %	±0,2	±0,1	—	±2	—	—	±0,5	±2	±2	—
Дополнительная погрешность, %	±0,05	±0,05	—	—	—	—	—	—	—	—
Расстояние до метки, мм, не более	8	15	10	10	15	10	—	—	15	10
Диапазон рабочих температур, °C	-50...+50	-45...+80	-40...+65	-40...+65	-50...+65	—	—	-40...+70	-20...+60	-40...+85
Минимальное время срабатывания, мс	0,4	0,2	—	—	—	—	—	—	—	—
Габаритные размеры, мм, не более	100×50×25	—	360×650×170	320×120×70	350×35×35	—	—	—	—	—
Масса, кг, не более	0,5	—	3,5	1,5	2	—	—	—	—	—

Датчики числа ходов насоса (ЧХН) и оборотов ротора имеют несколько схем установки:

- датчики ЧХН над штоками поршней насоса (прямые измерения, метки на поршнях) и напротив вала привода насоса (пересчет оборотов вала в ходы насосов, метки собственно на валу);
- датчики оборотов ротора устанавливаются напротив кардана привода ротора (прямые измерения, метки на валу).

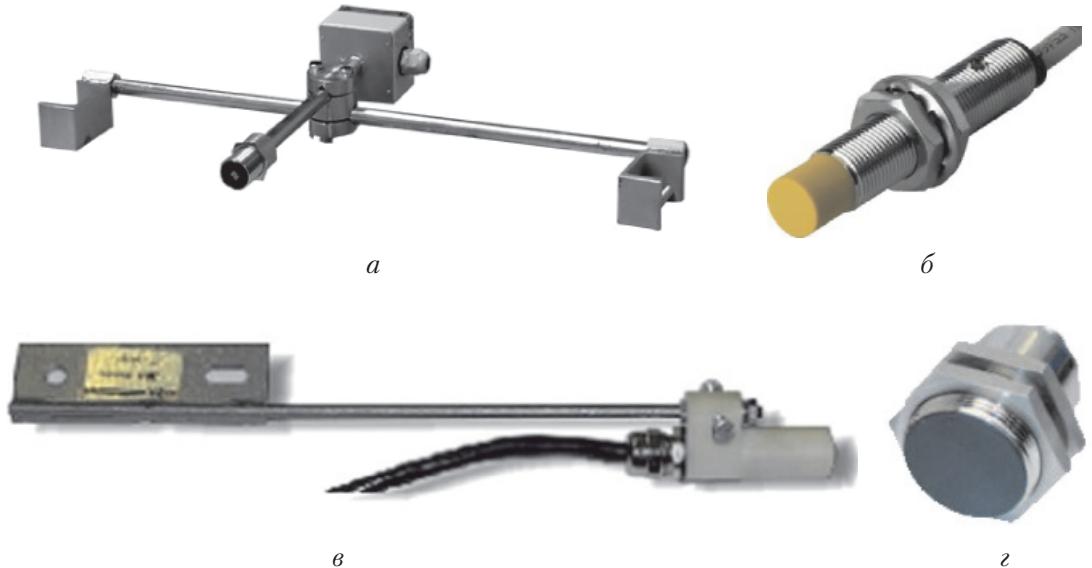


Рис. 109. Датчики ЧХН и оборотов ротора (приближения):

a – ДХН/ДОР (ООО НПФ «Геосфера»);

b – TURCKNi-15-P30 (TheTurckGmbH&Co, в СГТИ «КАСА», Petroservices и др.);

c – ДПМ-336 (ЗАО «ГЭЛС»); *d* – Namur ATEX D30 (BDC ElectronicS.r.l., в составе СГТИ Geolog)

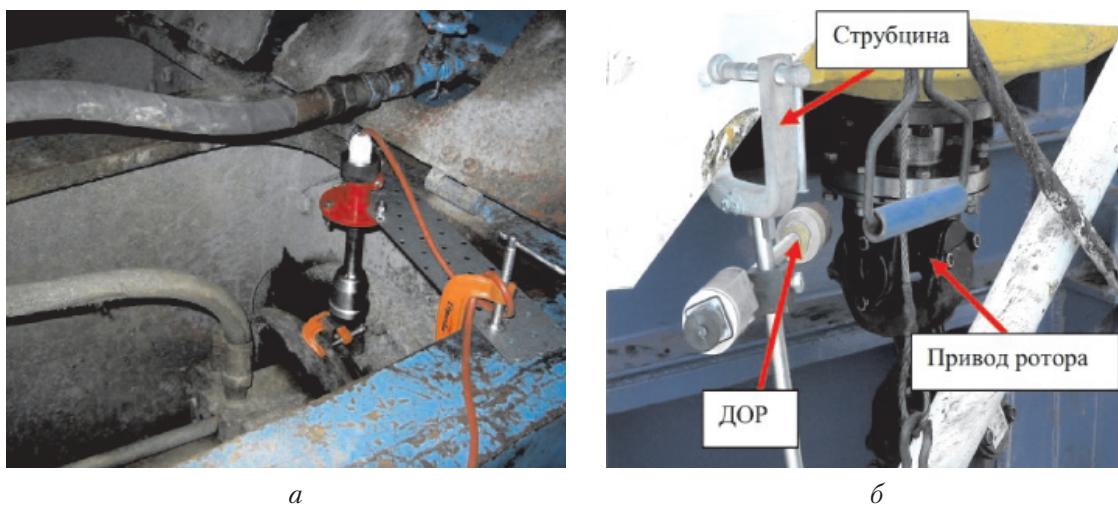


Рис. 110. Пример:

a – датчиков ходов насосов (TURCK Ni-15-P30-Y1X (TheTurckGmbH&Co.));

b – датчиков оборотов ротора (ДОР (ЗАО НПП «Самарские горизонты»))

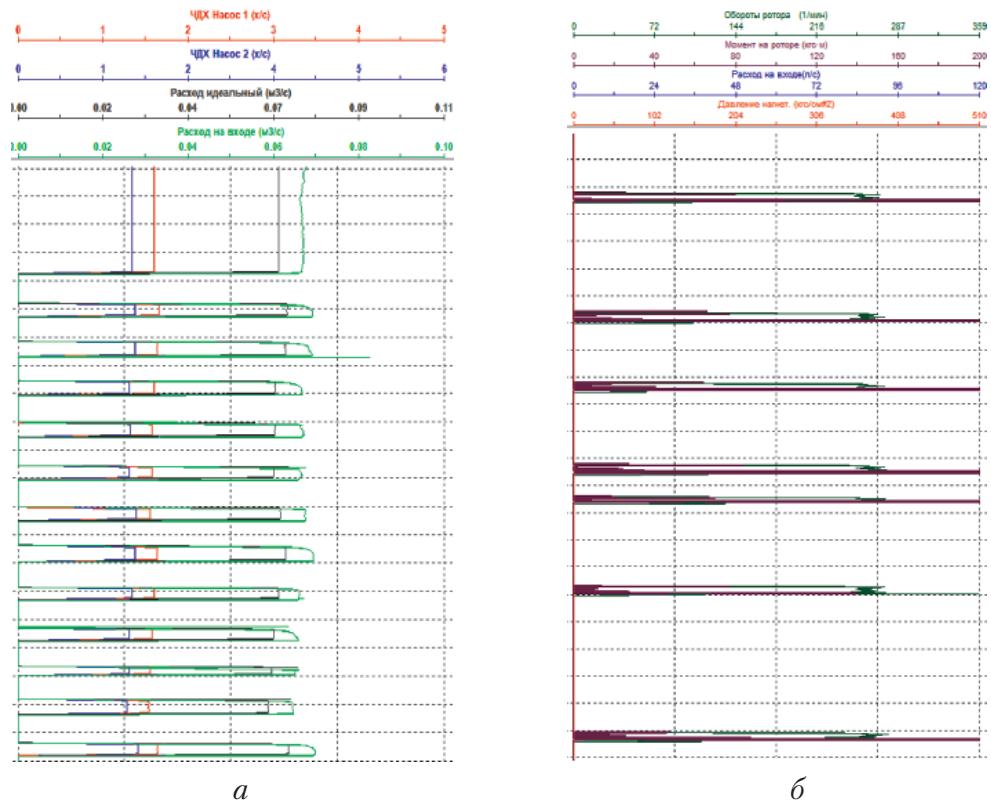


Рис. 111. Типовые кривые данных:

а – числа двойных ходов насоса при бурении;

б – оборотов ротора при СПО (подъеме) в наклонно-направленном стволе

Датчик ДОР/ДХН

Датчик ДОР/ДХН предназначен для определения производительности буровых насосов или измерения частоты вращения элементов трансмиссии привода ротора.

Принцип действия основан на срабатывании первичного преобразователя датчика при приближении к его рабочей поверхности металлического предмета.

Датчик состоит из магнитоиндукционного преобразователя приближения и модуля нормализации (рис. 112).

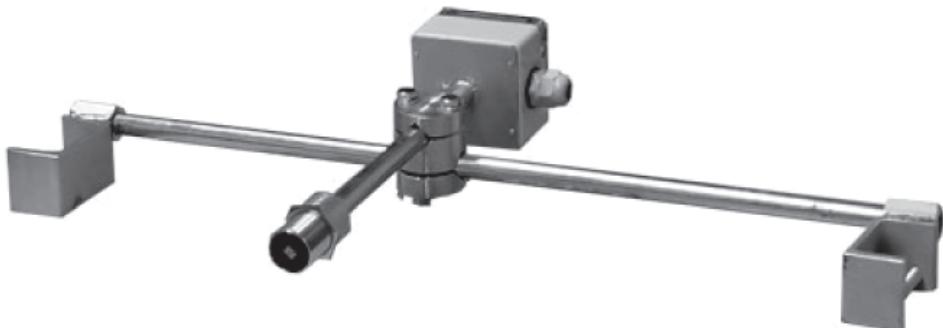


Рис. 112. Общий вид датчика ДОР/ДХН

Датчик ДХН устанавливается в зоне движения штока или маховика буро-вого насоса, датчик ДОР – в зоне вращения ротора. Монтажный кронштейн позволяет производить регулировку положения датчика в горизонтальной и вертикальной плоскостях. Светодиоды модуля нормализации служат для индикации срабатывания датчика при приближении металлического предмета.

Металлические части датчика выполнены из стали с антикоррозионным покрытием. Корпус модуля нормализации выполнен из ударопрочной пластмассы.

Модуль нормализации поставляется в двух вариантах исполнения:

- на выходе применяется транзисторный ключ (открытый коллектор) с последовательно включенным резистором 120 Ом. Металлический предмет приближен – ключ замкнут;

- с выходным сигналом 4–20 мА. Выходной сигнал пропорционален частоте срабатывания датчика. Диапазон выходного тока соответствует частоте 0–100 Гц. Схема подключения трехпроводная, характеристики соответствуют данным табл. 51.

Датчик ДХН устанавливается в зоне движения штока или маховика буро-вого насоса, датчик ДОР устанавливается в зоне вращения ротора.

Т а б л и ц а 5 1
Технические характеристики датчика ДОР/ДХН

Параметры	ДОР	ДХН
Модификация	Выход с ключом	Выход 4–20 мА
Диапазон измерений, об/мин (ход/мин)	0...350 (0...200)	0...100
Напряжение питания, В	12...24	
Нагрузка	Ток через выходной ключ < 50 мА	$R_h < 400^*...1100^{**}$ Ом
Максимальное расстояние срабатывания (сталь), мм	10	
Диапазон рабочих температур, °С	–40...+65	–40...+65
Габаритные размеры (с монтажным крон- штейном), мм	360×650×170	
Масса (с монтажным кронштейном), кг, не более	3,5	
Потребляемый ток не более, мА	40	

П р и м е ч а н и е . R_h – сопротивление нагрузки: * – при напряжении питания 12В, ** – при напряжении питания 24В.

Датчик ДХН

Датчик ДХН (НПФ «Геофизика») предназначен для измерения ходов бурового насоса. Основным исполнительным узлом датчика ходов насоса является индуктивный датчик, который срабатывает от приближения металла, выдавая импульсы кратно ходам насоса.

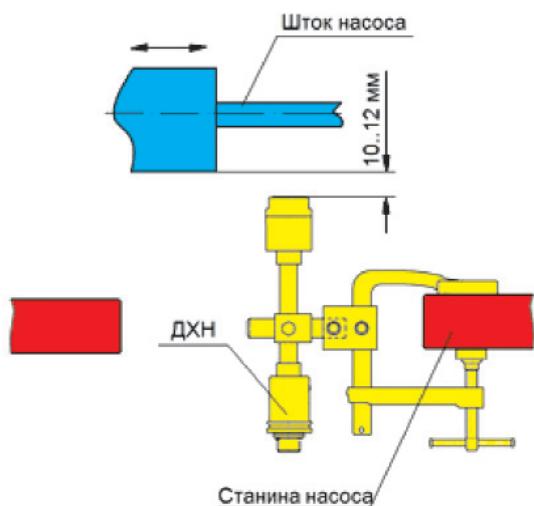


Рис. 113. Схема датчика ДХН



Рис. 114. Общий вид датчика ДХН

Датчик крепится к корпусу насоса с помощью крепежного механизма, входящего в комплект датчика.

Схема датчика измерения ходов бурового насоса приведена на рис. 113, общий вид датчика представлен на рис. 114, основные характеристики приведены в табл. 52.

Т а б л и ц а 5 2
Технические характеристики

Параметры	Значение
Число импульсов за 1 ход, имп./ход	1
Уровень выходного сигнала, В	ТТЛ уровень (+5)
Напряжение питания, В	+12
Масса, кг	1,8
Габариты, мм	420×410×70

ИНКЛИНОМЕТРИЯ

Для определения на любой глубине угла отклонения оси скважины от вертикали и азимута ее искривления по отношению к устью применяются специальный прибор – инклинометр и оборудование обычной каротажной станции. Пространственное положение скважины приведено на рис. 115. Точность измерения углов инклинометром достигает $30'$, а азимутов – нескольких градусов. Если учесть, что глубокая скважина на разных глубинах может отклоняться от вертикали на сотни метров, а по азимуту превышать 360° , то нетрудно понять практическое значение инклинометрии (рис. 116). Особенно необходима инклинометрия в скважинах наклонного бурения.

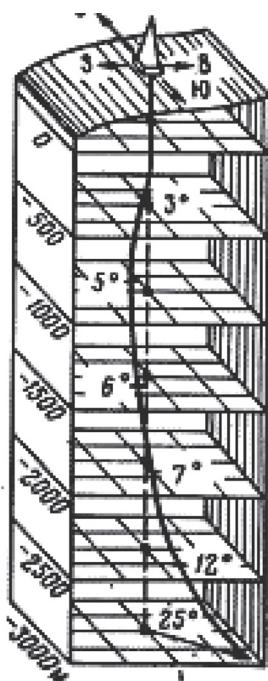


Рис. 115.
Пространственное
положение скважины

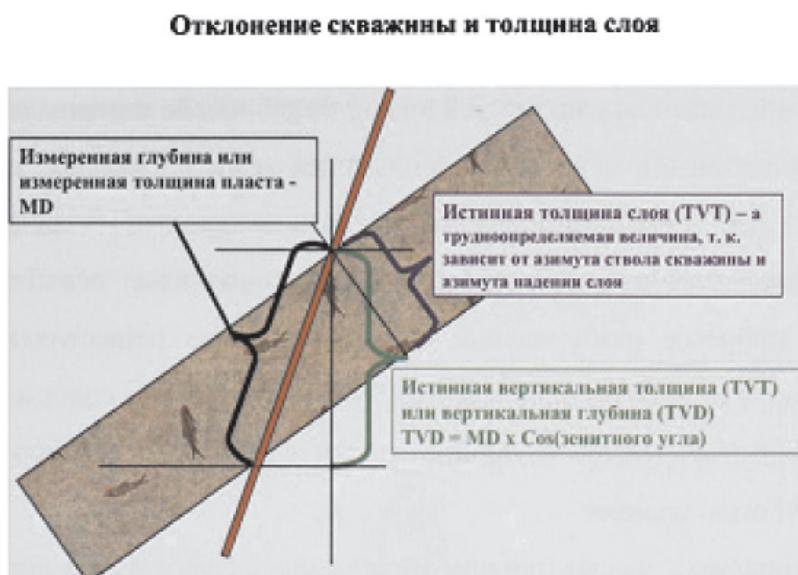


Рис. 116. Соотношение измеренной, вертикальной и истинной
толщины пласта в случае наклонной скважины

В необсаженных скважинах используются электрические инклинометры. В корпусе такого инклинометра помещается свободно подвешенная рамка, которая по отвесу располагается горизонтально. На ней имеется буссоль для измерения азимута и указатель наклона. Стрелка буссоли и указатель наклона рамки скользят по реохордам азимутов и углов наклона, которые поочередно можно подключать к токовой линии инклинометра. Стрелка и указатель передают напряжение с реохордов, пропорциональное азимуту или углу наклона.



Рис. 117. Общий вид инклинометра isGyro

Ниже приведено описание инклинометра isGyro производства Inertial Sensings (рис. 117). В скважинах, обсаженных металлическими трубами, измерение азимута и угла проводят гирокопическими инклинометрами. Принцип работы этих приборов основан на свойстве гирокопа (устройства, маховик которого быстро вращается от специального электромотора) сохранять неизменной в пространстве ось вращения. Технические характеристики гирокопических инклинометров приведены в табл. 53. В инклинометре два гирокопа: один для измерения азимутов, другой – для измерения углов наклона. С помощью особых электрических схем определяются углы, составленные инклинометром (направлением скважины) с осями вращения гирокопов.

Таблица 53

Технические характеристики инклинометра isGyro

Параметры	Значение
Зенитный угол, град	±0,15
Азимутальный угол, град	±0,5
Точность позиционирования, %	0,5
Потребляемая мощность, Вт	1
Память, Гб	2
Канал связи	Built in Bluetooth 2.0
Рабочий диапазон температур, °С	0–70
Габариты, мм	Диаметр – 32, длина – 345
Ходовая часть, мм	38
Время работы от батареи, часов	15
Тип батареи	Rechargeable NiMH Technology
Габариты батареи, мм	Диаметр – 32, длина – 420

Инклинометр (датчик крена) представляет собой дифференциальный емкостной преобразователь наклона, включающий в себя чувствительный элемент в форме капсулы.

Капсула (рис. 118) состоит из подложки с двумя планарными электродами, покрытыми изолирующим слоем, и герметично закрепленным на подложке корпусом. Внутренняя полость корпуса частично заполнена проводящей

жидкостью, которая является общим электродом чувствительного элемента. Общий электрод образует с планарными электродами дифференциальный конденсатор. Выходной сигнал датчика пропорционален величине емкости дифференциального конденсатора, которая линейно зависит от положения корпуса в вертикальной плоскости.

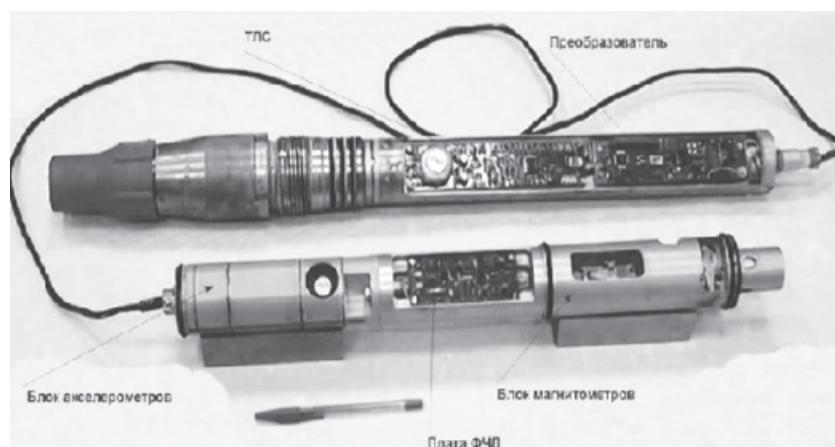


Рис. 118. Общий вид инклинометра ИН-М

Инклинометр спроектирован так, что имеет линейную зависимость выходного сигнала от угла наклона в одной – так называемой рабочей плоскости и практически не изменяет показания в другой (нерабочей) плоскости, при этом его сигнал слабо зависит от изменения температуры. Для определения положения плоскости в пространстве используется два, расположенных под углом 90° друг к другу инклинометра.

Малогабаритные инклинометры с электрическим выходным сигналом, пропорциональным углу наклона датчика, являются сравнительно новыми приборами. Их высокая точность, миниатюрные размеры, отсутствие подвижных механических узлов, простота крепления на объекте и низкая стоимость делают целесообразным использовать их не только в качестве датчиков крена, но и заменять ими угловые датчики, причем не только на стационарных, но и на подвижных объектах.

Одноемкостный датчик прост по конструкции и представляет собой один конденсатор с переменной емкостью. Его недостатком является значительное влияние внешних факторов, таких как влажность и температура. Для компенсации указанных погрешностей применяют дифференциальные конструкции. Недостатком таких датчиков по сравнению с одноемкостными является необходимость как минимум трех (вместо двух) экранированных соединительных проводов между датчиком и измерительным устройством для подавления так называемых паразитных емкостей. Однако этот недостаток окупается существенным повышением точности, стабильности и расширением области применения таких устройств.

В некоторых случаях дифференциальный емкостный датчик создать затруднительно по конструкторским соображениям (особенно это относится к дифференциальным датчикам с переменным зазором). Однако если и при этом образцовый конденсатор разместить в одном корпусе с рабочим, выполнить их по возможности идентичными по конструкции, размерам, применяемым материалам, то будет обеспечена значительно меньшая чувствительность всего устройства к внешним дестабилизирующим воздействиям. В таких случаях можно говорить о полуодифференциальном емкостном датчике, который, как и дифференциальный, относится к двухъемкостным.

Специфика выходного параметра двухъемкостных датчиков, который представляется как безразмерное соотношение двух размерных физических величин (в нашем случае – емкостей), дает основание именовать их датчиками отношения. При использовании двухъемкостных датчиков измерительное устройство может вообще не использоваться.

Неэлектрические величины, подлежащие измерению и контролю, весьма многочисленны и разнообразны. Значительную их часть составляют линейные и угловые перемещения. На основе конденсатора, у которого электрическое поле в рабочем зазоре равномерно, могут быть созданы конструкции емкостных датчиков перемещения двух основных типов:

- переменной площадью электродов;
- переменным зазором между электродами.

Достаточно очевидно, что первые более удобны для измерения больших перемещений (единицы, десятки и сотни миллиметров), а вторые – для измерения малых и сверхмалых перемещений (доли миллиметра, микрометры и менее).

Емкостные измерительные преобразователи угловых перемещений подобны по принципу действия емкостным датчикам линейных перемещений, причем датчики с переменной площадью также более целесообразны в случае не слишком малых диапазонов измерения (начиная с единиц градусов), а емкостные датчики с переменным угловым зазором могут с успехом использоваться для измерения малых и сверхмалых угловых перемещений. Обычно для угловых перемещений используют многосекционные преобразователи с переменной площадью обкладок конденсатора. В таких датчиках один из электродов конденсатора крепится к валу объекта, и при вращении смещается относительно неподвижного, меняя площадь перекрытия пластин конденсатора. Это в свою очередь вызывает изменение емкости, что фиксируется измерительной схемой.

Достаточно широкое применение емкостные преобразователи нашли для измерения уровня нетокопроводящей жидкости (нефть, мазут) при этом емкостной датчик представляет собой два параллельно соединенных конденсатора.

КАВЕРНОМЕТРИЯ

Кавернометрия – метод геофизического исследования скважин, основанный на измерении поперечного размера скважины для выявления изменений сечения ствола и т.п. В общем случае сечение скважины не является круглым, поэтому при кавернометрии за его поперечный размер принимается диаметр круга, площадь которого равна площади сечения долота в плоскости, перпендикулярной к оси скважины. Данные каверномера используются для определения объема раствора при цементировании скважины плоскостью, перпендикулярной к её оси. Кавернометрию проводят с помощью **каверномеров**, спускаемых в скважину на каротажном кабеле.

Каверномер состоит из металлической гильзы, вдоль ствола которой располагаются ромбовидные рычаги-щупы, при подъеме каверномера рычаги под действием пружины раскрываются и плотно прижимаются к стенкам скважины. При изменении угла раскрытия рычагов движется закрепленный на них шток, который связан с ползунковым реостатом. Это приводит к изменению сопротивления реостата и тока в электрической цепи, который подается на регистратор. Установив в процессе градуировки зависимость между током и радиусом раскрытия рычагов, легко перевести график его изменения в кривую изменения диаметра скважины (кавернограмму).

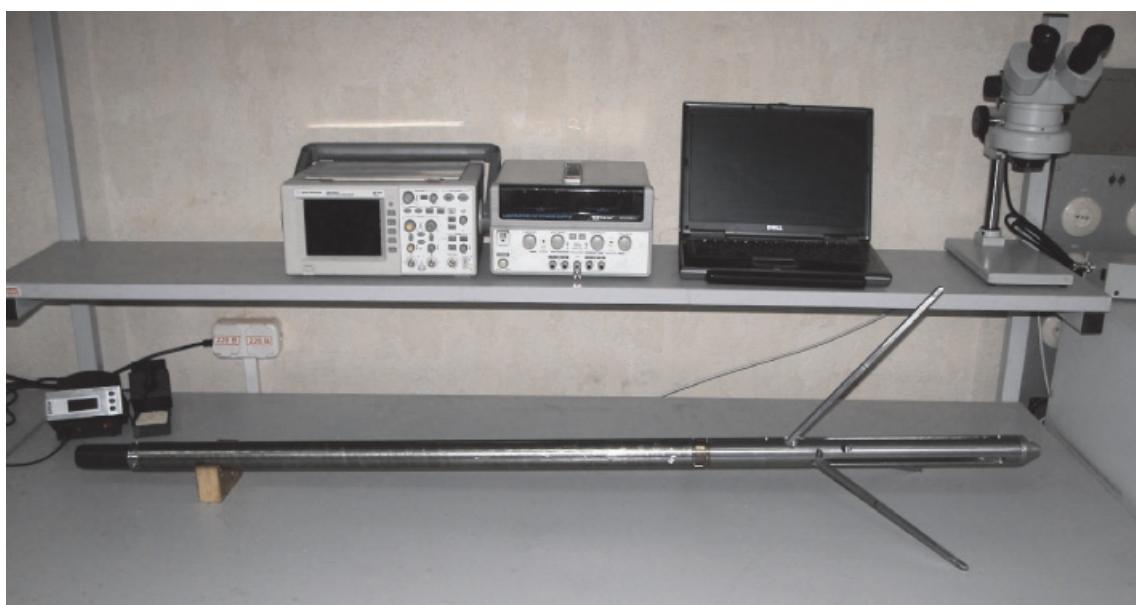


Рис. 119. Общий вид каверномера КМ-43

В качестве примеров приведены описания каверномеров КМ-43 (производства ООО «Техногео») рис. 119 и каверномеров серии ПФ-80 (ООО НПО «Геопром») (см. рис. 120).

Управляемый скважинный каверномер КМ-43

Каверномер КМ-43 предназначен для измерения диаметра рудных, угольных и гидрогеологических скважин. Особенности и преимущества прибора: возможность дистанционного управления раскрытием-закрытием измерительной трехрычажной системы с помощью миниэлектродвигателя с редуктором, малый диаметр прибора без заполнения трансформаторным маслом, оригинальная система компенсации гидростатического давления. Эксплуатируется с одножильным (КМ-43-1) и трехжильным (КМ-3) каротажным кабелем. В комплект поставки входит скважинный прибор, калибровочные кольца, программное обеспечение для регистраторов «Вулкан», «Гектор», выходные данные соответствуют данным табл. 54.

Таблица 54
Технические характеристики каверномера КМ-43

Параметры	Значение
Диапазон измеряемых диаметров скважин, мм	50–400
Абсолютная погрешность измерения, мм	±2
Раскрытие и закрытие рычагов скважинного прибора	Многократное
Максимальная рабочая температура, °С	80
Максимальное гидростатическое давление, МПа	20
Напряжение питания, В	30
Ток потребления, мА, не более	300
Длина скважинного прибора, мм	1450
Диаметр, мм	43
Вес, кг, не более	8,5

Профилемер-каверномер скважинный ПФ-80-8, ПФ-80-8Т

Профилемер-каверномер скважинный (рис. 120) решает задачи как вертикальной, так и горизонтальной профилеметрии по оценке прихватоопасности и выкрашиванию пород, определению объема затрубного пространства, определению поправок при интерпретации данных других методов, основные характеристики приведены в табл. 55.

Таблица 55
Габариты и масса каверномеров ПФ-80-8, ПФ-80-8Т

Параметр	Значение
Длина, мм, не более	2700
Диаметр, мм, не более	80
Масса, г, не более	70

Профилемер-каверномер скважинный ПФ-80 предназначен для выполнения широкого круга задач при геофизических исследований нефтяных и газовых скважин в открытом стволе. Прибор обеспечивает измерение восьми, расположенных через углы в 45 градусов, расстояний от центра прибора до стенок скважины. Отличается малыми габаритами, высокой производительностью и надежностью, удобен в эксплуатации. Решает задачи изучения технического состояния скважины. Позволяет выполнять построение детальной картины профиля поперечного сечения скважины.

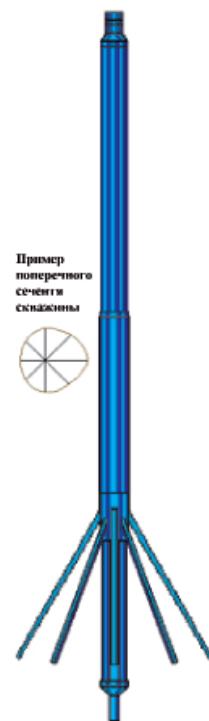


Рис. 120. Общий вид каверномера ПФ-80

ГЛОССАРИЙ

Бурение – процесс разрушения горных пород с помощью специальной техники – бурового оборудования. Различают три вида бурения.

Бурильная труба – стальная труба оснащенная резьбами на каждый конец. Она используется на нефтяных буровых установках для соединения бурового долота с надземной установкой, с целью закачивания бурового раствора к долоте. Труба еще помогает надземной установке манипулировать буровой долотой поднимая, крутя и опуская ее на дно скважины. Стены труб толстые, для того чтобы придать больше веса буровой колонне, что помогает процессу бурения.

Буровая установка или буровая – комплекс бурового оборудования и сооружений, предназначенных для бурения скважин. Состав узлов буровой установки, их конструкция определяется назначением скважины, условиями и способом бурения.

Буровая жидкость (буровой раствор, промывочная жидкость) (англ. *drillingfluid, drillingmud*; нем. *Spülung, Bohrschlamm, Spülflüssigkeit*) – сложная многокомпонентная дисперсная система супензионных, эмульсионных и аэрированных жидкостей, применяемых для промывки скважин в процессе бурения.

Вертлюг (англ. *Swivel*) – важный элемент буровой установки, обеспечивающий свободное вращение буровой колонны с одновременным подводом промывочной жидкости в неё. Вертлюг устанавливается между талевой системой и буровым инструментом и предотвращает скручивание каната. Также вертлюг поддерживает вес бурильной колонны.

Долото буровое, например, шарошечное долото или лопастное долото, – инструмент для бурения нефтяных, газовых, водяных, геологоразведочных и других скважин. Лопастные долота применяются для разбуривания твёрдых пород (например, гранитов) и обычно оснащаются вмонтированными крупными кристаллами технических алмазов (англ. – PDC – polycrystalline diamond compact).

Забойный двигатель (а. *faceengine*; н. *Bohrlochsohlenantrieb; Bohrlochsohlenmotor*; ф. *moteurd'attaque*; и. *motordefrentedearranque*) – погружная машина, преобразующая гидравлическую, пневматическую или электрическую энергию, подводимую с поверхности, в механическую работу породоразрушающего инструмента (долота) при бурении скважин.

Индуктивность (или коэффициент самоиндукции) – коэффициент пропорциональности между электрическим током, текущим в каком-либо замкнутом контуре, и магнитным потоком, создаваемым этим током через поверхность, краем которой является этот контур.

Класс точности – основная метрологическая характеристика прибора, определяющая допустимые значения основных и дополнительных погрешностей, влияющих на точность измерения.

Клиновидная передача – ремённая передача с клиновидным (в сечении) ремнем. В отличии от плоского ремня имеет больший передаваемый момент, но при этом и большие потери.

Крюкоблоки – талевые блоки, жестко соединённые с крюком.

Лебёдка (буровая лебёдка) – основной механизм спуско-подъёмного комплекса буровой установки. Буровая лебёдка предназначена для выполнения следующих операций технологического процесса строительства скважин:

- спуск и подъём буровых труб;
- спуск обсадных труб;
- подача инструмента на забой;
- передача вращения ротору при отсутствии индивидуального привода ротора;
- приданье ускорения инструменту (ударному долоту, желонке и т. д.);
- аварийный подъём инструмента.

Манифольд – элемент нефтегазовой арматуры – представляет собой несколько трубопроводов, обычно закреплённых на одном основании, рассчитанных на высокое давление и соединенных по определенной схеме, и снабженных необходимой запорной, иной арматурой, буровыми рукавами S-R и компенсаторами КРК. Манифольды включают в себя линии дросселирования и глушения, которые конструктивно выполнены в виде блоков, соединенных с превенторным блоком ОП магистральными линиями.

Манометр (греч. manos – редкий, неплотный, разрежённый + др.-греч. μέτρον – мера, измеритель) – прибор, измеряющий давление жидкости или газа.

Момент силы (синонимы: крутящий момент, вращательный момент, вертящий момент, врачающий момент) – векторная физическая величина, равная векторному произведению радиус-вектора (проведённого от оси вращения к точке приложения силы – по определению) на вектор этой силы. Характеризует вращательное действие силы на твёрдое тело.

Насос (буровой насос) – насос, применяемый на бурильных установках с целью обеспечения циркуляции бурового раствора в скважине. Для промывки используется высокое давление, которое создаёт этот насос. Буровой насос бывает двух- и трёхцилиндровый. Основное назначение бурового насоса – это обеспечить циркуляцию бурового шлама и предотвратить его оседание в процессе бурения, а также подъём разбуриваемой породы на поверхность. Буровой насос очищает забой и скважину от породы.

Обсадная труба (колонна) – стальная или пластиковая труба, которая служит для укрепления стенок и изоляции ствола скважины.

Плотномер – автоматический прибор, обеспечивающий измерение плотности жидких образцов

Плунжер – вытеснитель цилиндрической формы, длина которого намного больше диаметра.

Погрешность измерения – оценка отклонения измеренного значения величины от её истинного значения. Погрешность измерения является характеристикой (мерой) точности измерения.

Разрешающая способность – величина, характеризующая минимальное колебание внешнего возбуждения, которое способен уловить датчик.

Расходомер – прибор, измеряющий расход вещества, проходящего через данное сечение трубопровода в единицу времени.

Редуктор (механический) – механизм, передающий и преобразующий крутящий момент, с одной или более механическими передачами.

Резонанс (фр. *resonance*, от лат. *resono* «откликаюсь») – явление резкого возрастания амплитуды вынужденных колебаний, которое наступает при совпадении частоты внешнего воздействия с некоторыми значениями (**резонансными частотами**), определяемым свойствами системы.

Ротор (буровой ротор) – механизм, являющийся многофункциональным оборудованием буровой установки, который предназначен для вращения бурильных труб и поддержания колонны бурильных или обсадных труб при свинчивании и развинчивании в процессе спуско-подъемных операций, при поисковом бурении и капитальном ремонте скважин. Привод – цепной или карданный.

Скважина – горная выработка круглого сечения, пробуренная с поверхности земли или с подземной выработки без доступа человека к забою под любым углом к горизонту, диаметр которой намного меньше ее глубины. Бурение скважин проводят с помощью специального бурового оборудования.

Талевая (полиспастовая) система (или оснастка буровых установок) – механизм предназначенный для преобразования вращательного движения барабана лебёдки в поступательное (вертикальное) перемещение крюка, к которому крепится бурильная колонна, и уменьшения нагрузки на ветви каната.

Тахометр (греч. *τάχος* – скорость + *μέτρον* – мера) – измерительный прибор, предназначенный для измерения частоты вращения (количество оборотов в единицу времени) различных вращающихся деталей, таких как роторы, валы, диски и др., в различных агрегатах, машинах и механизмах.

Тахогенератор (от др.-греч. *τάχος* – быстрейший, скорость и генератор) – измерительный генератор постоянного или переменного тока, предназначенный для преобразования мгновенного значения частоты (угловой скорости) вращения вала в пропорциональный электрический сигнал.

Тензометрический датчик (**тензодатчик**, от лат. *tensus* – напряжённый) – датчик, преобразующий величину деформации в удобный для измерения сигнал (обычно электрический), основной компонент **тензометра** (прибора для измерения деформаций). Существует множество способов измерения деформаций: тензорезистивный, оптико-поляризационный, пьезорезистивный, волоконно-оптический, или простым считыванием показаний с линейки механического тензодатчика. Среди электронных тензодатчиков, наибольшее распространение получили тензорезистивные датчики.

Термометр (греч. θέρμη – тепло; μετρέω – измеряю) – прибор для измерения температуры воздуха, почвы, воды и так далее.

Термопара – пара проводников из различных материалов, соединенных на одном конце и формирующих часть устройства, использующего термоэлектрический эффект для измерения температуры.

Ультразвук – звуковые волны, имеющие частоту выше воспринимаемой человеческим ухом, обычно под ультразвуком понимают частоты выше 20 000 Герц.

Фотоэлемент (**фотоэлектрический преобразователь**) – электронный прибор, который преобразует энергию фотонов в электрическую энергию.

Шкив – фрикционное колесо с ободом или канавкой по окружности, которое передаёт движение приводному ремню или канату. Используется как одна из основных частей ремённой передачи, также бывают шкивы на распределителях механических блоков.

Шлам (от нем. *Schlamm* – грязь) – отходы продукта, составляющие пылевые и мелочные его части, получаемые в виде осадка при промывке какого-либо рудного материала.

Электрическая ёмкость – характеристика проводника, мера его способности накапливать электрический заряд. В теории электрических цепей ёмкостью называют взаимную ёмкость между двумя проводниками; параметр ёмкостного элемента электрической схемы, представленного в виде двухполюсника. Такая ёмкость определяется как отношение величины электрического заряда к разности потенциалов между этими проводниками.

Эффект Доплера – изменение частоты и длины волн, регистрируемых приёмником, вызванное движением их источника и/или движением приёмника.

Эффект Холла – явление возникновения поперечной разности потенциалов (называемой также **холловским напряжением**) при помещении проводника с постоянным током в магнитное поле.

Приложение

ПРИМЕРЫ РАСЧЕТА ГЛУБИНЫ ОБРЫВА БУРОВОЙ КОЛОННЫ

Рассмотрим алгоритм вычисления глубины слома колонны.

Методика вычисления глубины слома буровой колонны.

Составляющие глубины инструмента в скважине:

$$D_{\text{КНБК}} + D_{\text{ТБ}} \cdot n_{\text{ТБ}}; \quad H_{\text{и}} = H_{\text{КНБК}} + H_{\text{ТБ}},$$

где $D_{\text{КНБК}}$ – длина КНБК; $D_{\text{ТБ}}$ – длина ТБ; $n_{\text{ТБ}}$ – количество ТБ; $H_{\text{и}}$, $H_{\text{КНБК}}$, $H_{\text{ТБ}}$ – глубины инструмента, КНБК и ТБ соответственно.

Длина ТБ складывается из количества спущенных бурильных труб определенной длины (промера) разного типа расположенных в скважинном пространстве плюс часть спускаемой трубы (по данным датчика глубины (обо-ротов лебедки)).

Таким образом:

$$H_{\text{и}} = H_{\text{КНБК}} + H_{\text{ТБ}} \cdot (n + 1) - H_{\text{ПТБ}}. \quad (1)$$

По весу инструмента

Вычисление глубины слома колонны по показаниям датчика веса представляет собой соотношение разницы длины (количества) спускаемого инструмента и его веса до слома и после.

Составляющие веса инструмента на датчике:

$$P_{\text{и}}^{\text{д}} = \frac{P_{\text{TC}} + P_{\text{КНБК}} + T_{\text{ТБ}} \cdot n_{\text{ТБ}}}{N_{\text{и}}}, \quad (2)$$

где $P_{\text{и}}^{\text{д}}$ – вес инструмента на датчике; P_{TC} – вес талевой системы (крюкобло-ка); $P_{\text{КНБК}}$ – вес КНБК (долото, ДРУ, КОБК, ПП, НУБТ, НОС, LWD, MWD и др.); $T_{\text{ТБ}}$ – вес ТБ; $n_{\text{ТБ}}$ – количество ТБ; $N_{\text{и}}$ – количество полиспастов.

Вес талевой системы – постоянная, не влияющая на расчет количества инструмента.

Таким образом, им можно пренебречь:

$$P_{\text{и}}^{\text{д}} = \frac{P_{\text{КНБК}} + T_{\text{ТБ}} \cdot n_{\text{ТБ}}}{N_{\text{и}}}. \quad (3)$$

Количество полиспастов – количество витков на талевой системе и пред-назначенное для выигрыша в силе, уменьшающие показания на датчике веса в разы, равные их количеству. Обычно их количество равно 6, 8, 10 (в за-висимости от типа буровой установки). Например, вес инструмента равен 100 тонн, количество полиспастов – 10, таким образом, показания на датчи-ке веса – 10 тонн.

Вес колонны после слома (без учета веса талевой системы):

$$P_{\text{си}}^{\Delta} = \frac{P_{\text{КНБК}}^{\Delta} + T_{\text{ТБ}} \cdot n_{\text{ост}}}{N_{\text{п}}},$$

где $P_{\text{си}}^{\Delta}$ – вес колонны после слома (без учета веса талевой системы); $P_{\text{КНБК}}^{\Delta}$ – вес части (если произошел слом) КНБК (долото, ДРУ, КОБК, ПП, НУБТ, НОС, LWD, MWD и др.); $T_{\text{ТБ}}$ – вес ТБ; $n_{\text{ост}}$ – количество несломленных труб; $N_{\text{п}}$ – количество полиспастов.

Количество несломленных труб может быть не целым числом, если слом пройдет посреди трубы.

Таким образом:

$$P_{\text{си}}^{\Delta} = \frac{\pm t \cdot P_{\text{КНБК}} + T_{\text{ТБ}} \cdot n_{\text{ост}}}{N_{\text{п}}}, \quad (4)$$

где t – часть КНБК выше слома.

Если выразить глубину слома инструмента через (1), то получим глубину слома:

$$H_{\text{си}} = \pm t \cdot H_{\text{НКТБ}} + H_{\text{ТБ}} \cdot (n + 1 - n_{\text{си}}) - H_{\text{ПТБ}}, \quad (5)$$

где $n_{\text{си}}$ – количество оставленного инструмента (ниже слома).

Пример расчета

Определить глубину слома инструмента, если известно, что:

КНБК (общая длина – 32,73 м, общая масса ~ 4600 кг):

Долото – БИТ219,1ВТ613УСВ322 (диаметр – 219,1 мм, длинна – 0,35 м, вес ~ 90 кг).

Забойный двигатель – ДРУ2-172 (диаметр – 172 мм, длинна – 9,60 м, вес ~ 1450 кг), с регулятором угла – 1°31'.

Обратный клапан – КОБК-178 ГМ (диаметр – 178 мм, длинна – 0,45 м, вес ~ 61,5 кг).

Переводник переходный – ПП 133×147 (диаметр – 178 мм, длинна – 0,54 м, вес ~ 46,1 кг).

Немагнитная буровая труба забойной телесистемы – НУБТ (диаметр – 167 мм, длинна – 9,74 м, вес ~ 1300 кг).

Телесистема – НОС (диаметр – 171 мм, длинна – 2,60 м, вес ~ 350 кг).

Немагнитная буровая труба забойной телесистемы – НУБТ (диаметр – 171 мм, длинна – 9,45 м, вес ~ 1300 кг).

ЛБТ (диаметр – 127 мм, длинна – 12,20 м, вес ~ 170 кг) – 80 труб (40 свечей).

ТБПК (диаметр – 127 мм, длинна – 12,30 м, вес ~ 300 кг) – было спущено 27 полных труб.

ПТБ (положение талевого блока) – 23,33 (верхнее положение 25 м).

Вес инструмента после слома на датчике веса – 2100 кг (без учета талевой системы).

Количество полиспастов – 10.

Решение:

Общая длина инструмента – 1353,13 м (сумма всего инструмента до момента слома).

Длина скважины – 1342,5 м (длина инструмента – ПТБ).

Общая масса инструмента – 26600 кг.

Вес инструмента после слома (вес на датчике×количество полиспастов) – 21000 кг.

Масса инструмента ниже слома (общая масса инструмента – вес инструмента после слома) – 5600 кг.

Длина инструмента ниже слома:

$$\begin{aligned} 32,73 \text{ м (КНБК)} + 71,7 \text{ м (ЛБТ)} &= 104,43 \text{ м} \\ [\text{масса инструмента ниже слома (5600 кг)} - \text{КНБК (4600 кг)}] &= \\ &= 1000 \text{ кг ЛБТ}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} 1000 \text{ кг}/170 \text{ кг (масса одной трубы ЛБТ)} &= \\ = 5,88 \text{ (число труб ЛБТ ниже слома)} \times 12,20 \text{ м (длина одной трубы ЛБТ)} &= \\ &= 71,7 \text{ м}. \end{aligned}$$

Глубина слома буровой колонны = 1342,5 м – 104,43 м = 1238,07 м.

Методика расчета глубины обрыва бурильной колонны (БК) по показателям гидравлического индикатора веса ГИВ-6.

Глубина поломки БТ:

$$L = \frac{Q}{q \left(1 - \frac{\rho_{\text{б.п}}}{\rho_m} \right)}, \text{м},$$

где L – длина обрыва БК; Q – вес оборванной части БК; q – вес одного метра БТ; ρ_m – плотность стали БТ ($7850 \text{ кг}/\text{м}^3$).

$$Q = n \cdot m \cdot \beta,$$

n – цена деления по ГИВ; m – количество струн талевого каната; β – уменьшение веса БК в делениях.

Пример расчета

Дано:

$L = 4500 \text{ м}$;

$d_{\text{tp}} = 140 \text{ мм}$;

$q = 39,5 \text{ кг}/\text{м}^3$;

$T_1 = 67 \text{ дел.}$;

$T_2 = 60 \text{ дел.}$;

$\sigma_1 = 70,5 \text{ кН}$;

$\sigma_2 = 53,0 \text{ кН};$

$N = 5 \times 6;$

$\rho_{\delta,p} = 1470 \text{ кг/м}^3.$

Определить глубину обрыва труб колонны.

Решение:

1. Определим цену деления индикатора в момент аварии

$$n = \frac{\sigma_1 - \sigma_2}{T_1 - T_2} = \frac{17,5}{7} = 2,5 \text{ кН};$$

$$Q = n \cdot m \cdot \beta = 2,5 \cdot 7 \cdot 10 = 175 \text{ кН}.$$

2. Определим какой длине БК соответствует вес 175 кН.

$$L = \frac{Q}{q \left(1 - \frac{\rho_{\delta,p}}{\rho_m} \right)} = \frac{175}{39,5 \left(1 - \frac{1470}{7850} \right) \cdot 10^2} = 541 \text{ м.}$$

3. Определение глубины на которой произошел обрыв.

$$L = 5000 - 541 = 3959 \text{ м.}$$

Обрыв буровой трубы произошел на глубине 3959 м.

Справочное издание

Васильев Сергей Иванович
Лапушова Любовь Александровна

**ДАТЧИКИ СИСТЕМ АВТОМАТИЗАЦИИ
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ БУРЕНИЯ
НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН**

Справочное пособие



9 785913 274168

Компьютерный набор, корректура
и форматирование авторов
Технический редактор Кулакова Г.А.
Подписано в печать 25.10.2016
Бумага офсетная.
Гарнитура PetersburgC
Формат 60×84 1/8
Печать трафаретная. Печ. л. 17,25.
Тираж 500 экз. Заказ № 044-16.

Отпечатано в типографии ИД «Академия Естествознания»,
440026, г. Пенза, ул. Лермонтова, 3