

*Посвящается 85 – летию
РГУ нефти и газа
имени И.М. Губкина*



Автор выражает признательность
и благодарность ОАО «Газпром» за поддержку
и участие в издании настоящего учебного пособия
для студентов ВУЗов нефтегазового профиля

S.P. Skopintsev

**PRODUCTION LOGGING
DEVICES**

A Textbook



**ИЗДАТЕЛЬСКИЙ
ЦЕНТР**

**РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина
2014**

С.П. Скопинцев

**АППАРАТУРА ГИС –
КОНТРОЛЬ**

Учебное пособие

*Допущено Учебно-методическим объединением вузов
Российской Федерации по образованию в области
прикладной геологии в качестве учебного пособия
для студентов высших учебных заведений,
обучающихся по специализации
«Геофизические методы исследования скважин»
специальности 130102
«Технология геологической разведки»
направления подготовки 130100
«Прикладная геология»*



**ИЗДАТЕЛЬСКИЙ
ЦЕНТР**
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина
2014

УДК 532.5:622.676

ББК 33.36

С

Рецензенты:

А.И. Илатов, д.т.н., профессор кафедры ГИС,
руководитель обособленного подразделения ООО «Газпромнефть НТЦ»

В.В. Климов, к.т.н., профессор кафедры нефтегазового дела
им. проф. Г.Т. Варгумяна КубГУ, действительный член
Академии технологических наук Российской Федерации

Скопинцев С.П.

С **Аппаратура ГИС-контроль: Учебное пособие.** – М.: Изда-
тельский центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2014. –
208 с.: ил.

ISBN 978-5-91961-133-2

В учебном пособии приведены принципы построения аппаратуры ГИС-контроль, технические характеристики аппаратуры, принципы работы применяемых сенсоров, узлы и модули аппаратуры, метрологическое обеспечение, основы построения типовых электронных схем, использованных в данной аппаратуре. Также рассмотрено применение аппаратуры ГИС-контроль для решения геологических и технологических задач.

Учебное пособие предназначено для студентов высших учебных заведений, осваивающих технологии геологической разведки. Будет полезно магистрантам и аспирантам профильных специальностей, а также специалистам в области разработки геофизической аппаратуры.

Данное издание является собственностью РГУ нефти и газа
имени И.М. Губкина и его репродуцирование (воспроизведение)
любыми способами без согласия университета запрещается

ISBN 978-5-91961-133-2

© С.П. Скопинцев, 2014

© РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина,
2014

© В.С. Голубев, оформление серии, 2007

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	7
1. Принципы построения аппаратуры ГИС-контроль.....	8
1.1. Стационарно устанавливаемые комплексы ГИС	8
1.2. Технология ГИС в процессе эксплуатации.....	11
1.3. Стандартная технология проведения ГИС.....	14
Литература	24
2. Технические характеристики аппаратуры	25
2.1. Автономная скважинная аппаратура.....	25
2.2. Кабельная скважинная аппаратура.....	28
2.3. Состав измерительных каналов аппаратуры	33
2.4. Основные технические данные аппаратуры	34
2.5. Конструктивные требования к аппаратуре	35
Литература	36
3. Типовые узлы и модули аппаратуры	37
3.1. Преобразователь	37
3.2. Манометр	41
3.3. Механический расходомер	48
3.4. Термометр	55
3.5. Дизелькометрический влагомер	62
3.6. Каналы ГК, ГК-С	68
3.7. Шумомер	73
3.8. Магнитный локатор муфт.....	80
3.9. Термоанемометр.....	88
3.10. Резистивиметр	96
3.11. Нейтронный гамма-каротаж НГК.....	101
3.12. Импульсный нейтронный каротаж ИНК.....	104
3.13. Многозондовый прибор.....	108
Литература	110
4. Применение аппаратуры для решения геологических и техно- логических задач	112
4.1. Термограмма в обводненной скважине.....	112
4.2. Анализ профиля притоков в ствол по термограмме	119
4.3. Волоконно-оптические датчики.....	123

4.4. Манометрический плотномер	129
4.5. Определение пластового давления по кривой восстановления давления (КВД).....	132
4.6. Измеритель иммитансов скважинный (ИИС).....	134
4.7. Ультразвуковой измеритель расхода и плотности.....	139
4.8. Аппаратура АВИС.....	143
4.9. ЭМДС	146
4.10. Инструментальный контроль нагнетательных скважин	148
4.11. Устьевые измерения расхода в обводненной скважине	150
4.12. Видео из скважины.....	152
Литература	154
5. Метрологическое обеспечение аппаратуры.....	156
5.1. Поверка и калибровка средств измерений.....	156
5.2. Метрологическое обеспечение скважинных термометров и манометров	158
5.3. Метрологическое обеспечение измерителя гамма- излучения	167
Литература	169
6. Основы электронного обеспечения аппаратуры	170
6.1. Электрические элементы	170
6.2. Скважинные первичные преобразователи	175
6.3. Датчики наземной части аппаратуры.....	178
6.4. Электрические преобразователи.....	179
6.5. Частотные фильтры.....	184
6.6. Цифровые устройства	188
6.7. Питание электронных схем	192
Литература	194
Приложения	195
Предметный указатель	201

ВВЕДЕНИЕ

Формирование отдельного класса измерительной аппаратуры, предназначенной для геофизического контроля нефтегазовых месторождений (ГИС-контроль), произошло во второй половине прошлого века в ответ на усложнение геологических и технологических задач в скважинах, возросшую необходимость проведения мониторинга работающих интервалов, особенно в скважинах с одновременной эксплуатацией нескольких пластов, в горизонтальных скважинах.

Развитие электроники и новых технологий позволило перейти от отдельных скважинных приборов, измеряющих один-два параметра, к комплексной многомодульной аппаратуре. Каждый модуль такой аппаратуры включает в себя несколько измерительных каналов. Количество модулей, входящих в один скважинный прибор, ограничивается только условиями эксплуатации аппаратуры.

В данном учебном пособии рассмотрены принципы построения, технические характеристики, типовые узлы и модули, метрологическое обеспечение аппаратуры. Показаны принципы работы сенсоров измерительных каналов, варианты подключения сенсоров к электронной схеме, исполнение аналого-цифровых преобразователей, систем передачи информации по двухпроводной линии. Приведены примеры работы измерителей в скважинах при решении типовых задач, рассмотрены особенности проведения измерений для решения геологических и технологических задач в сложных случаях.

1. ПРИНЦИПЫ ПОСТРОЕНИЯ АППАРАТУРЫ ГИС-КОНТРОЛЬ

Состав и построение комплекса ГИС-контроль определяются поставленной задачей, типом и техническими данными измерителей, условиями эксплуатации, конструкцией скважины и установленным оборудованием [3–5, 10].

1.1. Стационарно устанавливаемые комплексы ГИС

Комплекс ГИС-контроль, предназначенный для стационарной установки в скважине, используется в скважинах со стабильным режимом эксплуатации. При этом обычно выбирается вариант комплекса, выполняемый на автономных скважинных приборах с минимальным набором измерительных каналов: **автономные термометры-манометры**. Они подвешиваются в скважине на проволоке, крепятся на спускаемом оборудовании или устанавливаются на якорь. Измеренные данные сохраняются в самой аппаратуре и выдаются потребителю по его требованию, обычно во время выполнения плановых работ КРС.

В скважинах, которые находятся в переходном режиме эксплуатации, например в процессе обводнения, с резкими изменениями измеряемых параметров, для стационарной установки в скважине может использоваться кабельный вариант комплекса, выполняемый **на кабельных скважинных приборах**. Такой комплекс может иметь большое количество измерителей различного назначения в требуемой конфигурации.

Информация с таких устройств может быть поставлена потребителям в режиме on-line либо непосредственно из скважины, либо в виде пакета данных за выбранный интервал наблюдений, обычно – из долговременной памяти наземного регистратора. Геофизический кабель, являющийся линией связи между прибором и наземным устройством, может крепиться к колонне НКТ.

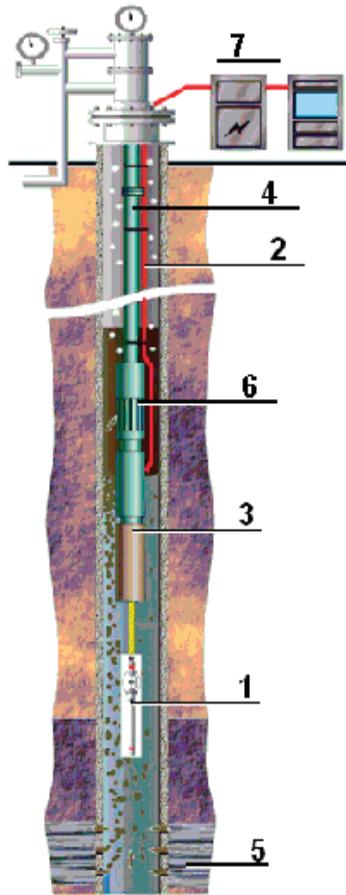


Рис. 1.1.1. Мониторинг стационарной связкой приборов

В скважинах с УЭЦН может использоваться иной канал для передачи данных: силовая цепь электромотора. Для таких устройств выпускается **специализированная скважинная аппаратура**, которая стационарно устанавливается ниже входа в добывающее оборудование.

Типичным примером такой системы может служить аппаратно-программный комплекс непрерывного контроля работы УЭНЦ и продуктивных пластов «СПРУТ» производства ОАО НПФ «ГЕОФИЗИКА» (г. Уфа) и ОАО «ИРЗ» (Ижевский радиозавод) [6].

Комплекс построен на промышленно выпускаемых комплексных скважинных приборах типа «САКМАР», «АГАТ», которые включают в себя:

- измерители температуры и давления в фиксированных точках скважины;
- индикаторы содержания нефти в воде (влагомеры);
- турбинные датчики дебитов.

Скважинный прибор 1 (рис. 1.1.1) соединен с погружным блоком телеметрии 3, через который измеренные данные поступают в насос 6 и по силовому кабелю 2, закрепленному на колонне НКТ, 4 направляются на регистратор, находящийся в станции управления 7.

Прибор находится выше продуктивного пласта и измеряет информацию о потоке в данной точке.

1.2. Технология ГИС в процессе эксплуатации ГИС в газовых скважинах

В газовых скважинах проблема проведения ГИС в процессе эксплуатации не стоит, поскольку скважина эксплуатируется без насоса. Единственное препятствие для таких работ: наличие клапана-отсекателя. Оно преодолевается стандартной операцией: его снятием.

Технология предварительного спуска в нефтяных скважинах

Технология предварительного спуска прибора применяется в нефтяных скважинах, эксплуатируемых насосным способом (рис. 1.2.1).

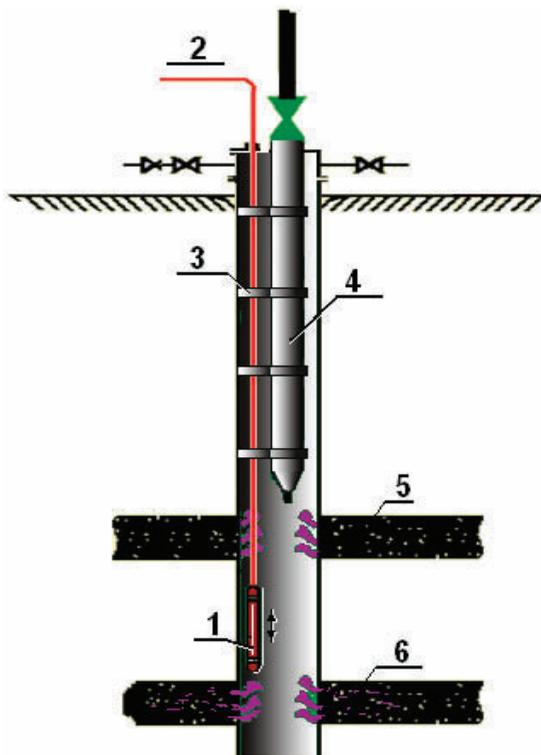


Рис. 1.2.1. Технология предварительного спуска прибора

Скважинный прибор 1 спускается в скважину одновременно со спуском НКТ и насосом 4. С помощью специальных фиксаторов 3 НКТ отодвинуты от стенки колонны, в специальные «пазухи» фиксаторов заведен геофизический кабель 2, что позволяет ему беспрепятственно ходить вверх-вниз, обеспечивая проведение исследований в интервале продуктивных интервалов 5 и 6.

Прибор находится постоянно в скважине. ГИС на спуске/подъеме проводят по требованию Заказчика.

Технология байпасного спуска

Данная технология применяется в нефтяных скважинах, эксплуатируемых насосным способом, в которых предусмотрена специальная байпасная система для спуска прибора в скважину.

Ее суть заключается в том, что насос 1 в НКТ 2 сдвинут относительно труб, а освободившийся проход 3 используют для прохода скважинных приборов до забоя (рис. 1.2.2).

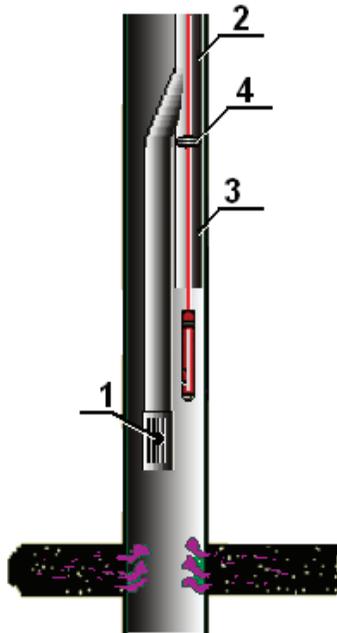


Рис. 1.2.2. Технология байпасного спуска прибора

Как работает это устройство?

В режиме эксплуатации байпас заткнут пробкой. Для обеспечения проведения исследований останавливают скважину, вынимают пробку из входа в байпас, по НКТ и байпасу на кабеле спускают скважинный прибор с пробкой 4, сквозь сальник которой проходит кабель. После спуска прибора под насос пробка на кабеле закрывает байпас, и скважина вновь запускается в работу. Эта технология (Y-tool system) позволяет проводить исследования непосредственно на рабочих режимах скважины [1].

1.3. Стандартная технология проведения ГИС

Специализированные каротажные партии базируются на стационарных объектах, где проводится ремонт и профилактика оборудования и измерительных устройств, организуется прием заданий на проведение ГИС и передача полученных результатов. Выполнение работ происходит с непосредственным выездом на скважину. Кроме каротажной партии в работах на скважине могут принимать участие другие основные и вспомогательные структуры.

Спуск/подъем скважинных приборов **в газовых скважинах** производится через НКТ с применением лубриката [2].

В нефтяных скважинах технология проведения ГИС определяется скважинным оборудованием.

Если скважина работает в фонтанирующем или газлифтном режиме, имея спущенное оборудование, состоящее только из НКТ, спуск/подъем скважинных приборов производится так же, как в газовых скважинах.

Если добыча нефти производится с помощью насосов, то их демонтируют. ГИС проводят либо по вновь спущенным НКТ, либо по колонне.

В последнее время развитие техники и технологии позволило изготовить комплексный скважинный прибор весьма малого диаметра и небольшой длины. С таким измерителем ГИС проводят, спуская скважинный прибор по межтрубью [8]. Соответственно, здесь к оборудованию предъявляют особые требования в части доставки прибора в скважину. В частности, в технологии спуска по межтрубью используют скважинный прибор диаметром не более 28 мм и геофизический кабель повышенной жесткости, например с тройной повивкой.

Комплект оборудования для проведения ГИС на кабеле

Минимальный комплект оборудования включает в себя (рис. 1.3.1):

- скважинный прибор аппаратуры 1;
- кабельный наконечник 2, соединяющий прибор с кабелем 3;

- датчик меток глубины 4;
- датчик магнитных меток на кабеле;
- датчик натяжения кабеля;
- подъемник, на барабан 5 которого наматывается кабель;
- электрический коллектор 6;
- наземный регистратор 7 и визуализатор 8.



Рис. 1.3.1. Комплект оборудования для проведения ГИС

Кабельный наконечник

Кабельный наконечник предназначен для оперативного герметичного присоединения скважинных приборов к геофизическому кабелю.

Конструкция кабельного наконечника показана ниже (рис. 1.3.2).

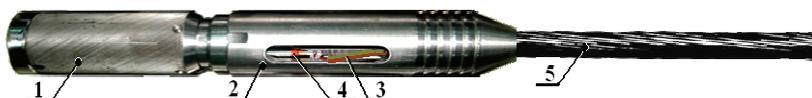


Рис. 1.3.2. Наконечник кабельный

Ручка-гайка 1 предназначена для резьбового соединения со скважинным прибором. Внутри нее находится разъем с гнездо-

вым контактом, в который при накручивании ручки на верхнюю часть скважинного прибора (на кабельную головку) входит штырь ответного контактного гнезда.

Внутри защитного фонаря 2 установлена конусная изолирующая свеча 4, соединенная с штыревым контактом наконечника, к которой припаяна центральная жила кабеля ЦЖК 3. Оплетка кабеля 5 внутри фонаря жестко зафиксирована механически. Соединение выдерживает все нагрузки, возникающие в процессе геофизических работ, и является местом соединения с «земляной» жилой питания скважинного прибора.

Датчик меток глубины

Датчик меток глубины предназначен для формирования сигнала, показывающего величину пути и направление перемещения геофизического кабеля, сходящего или накручиваемого на барабан подъемника (рис. 1.3.3) [7].

Датчик работает следующим образом.

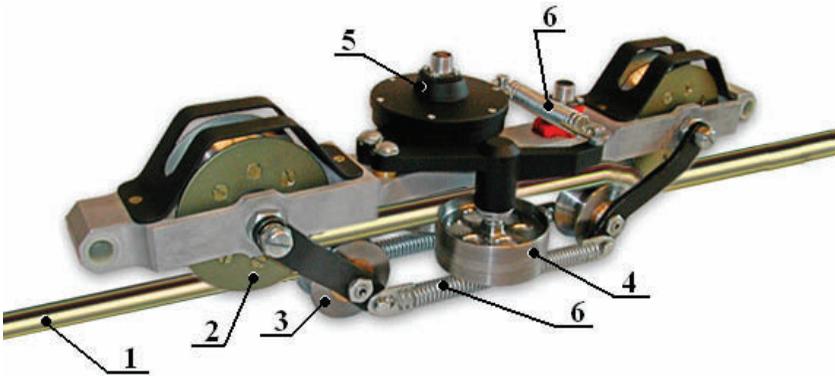


Рис. 1.3.3. Датчик меток глубины ЛОТ

Геофизический кабель 1 пропущен сквозь две направляющие пары роликов 2 и 3 с обеих сторон датчика. Зафиксированная часть кабеля обжимается парой измерительных цилиндрических роликов 4, поворот которых пропорционален пройденному кабелем пути. Вращение одного из роликов измеряется энкодером 5, показания которого используются для расчета положения скважинного прибора.

Система пружин 6 поджимает ролики к кабелю, уменьшая их проскальзывание и, соответственно, уменьшая ошибки измерения глубины спуска/подъема.

Датчик магнитных меток кабеля

Пользуясь тем, что броня геофизического кабеля обладает свойством намагничиваться, в технологии проведения спуско-подъемных операций предусмотрены операции контроля глубины по меткам на кабеле.

С помощью намагничивающего устройства на кабель наносят одиночные магнитные метки через 10 м, двойные метки – через каждые 100 м, тройные – через каждые 1000 м (полярность меток – SNNS).

Чувствительный к магнитному полю датчик считывает магнитные метки с кабеля, когда метка воздействует на него северным полюсом. Метки записываются в файл регистрации и используются для предварительной взаимной увязки по глубинам каротажных диаграмм, полученных различными приборами в разное время.

Датчик натяжения кабеля

Конструкций датчика натяжения кабеля довольно много. Наиболее наглядно принцип его действия проявляется в варианте, когда датчик устанавливается на верхнем подвесном ролике, и он измеряет растягивающую силу (рис. 1.3.4).

Возможна установка датчика натяжения на нижний ролик. В последнее время эти датчики начали конструктивно совмещать с датчиками глубины, устанавливая их непосредственно на кабель.

Подъемник

Подъемник предназначен для перемещения геофизического кабеля по скважине с сохранением присоединения скважинного прибора к регистратору.

Подъемник включает в себя:

– барабан, на который накручивается кабель;

- двигатель, вращающий барабан;
- коллектор, обеспечивающий непрерывный контакт жил кабеля, вращающихся одновременно с барабаном, с неподвижными контактами цепи питания наземной части аппаратуры.

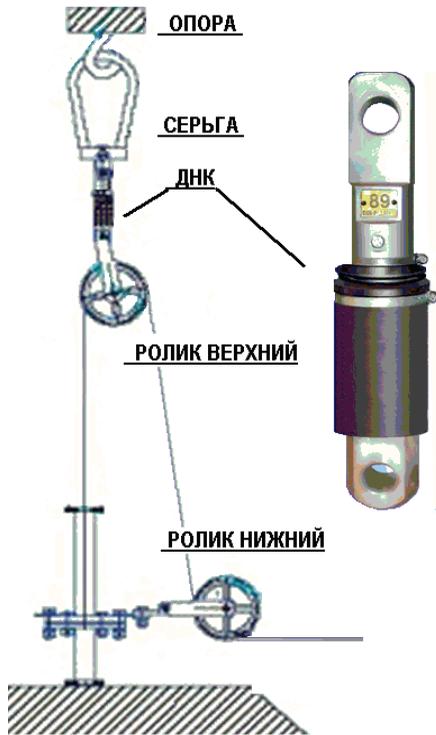


Рис. 1.3.4. Датчик натяжения кабеля

Барабан оборудован водильником, укладывающим витки кабеля, ручным тормозом. Барабан установлен в автомобиль и вращается от его двигателя (механический привод). Управление движением кабеля производят рычагами и педалями, дублирующими аналогичные средства управления самого автомобиля.

В подъемнике может использоваться электрический привод, в котором барабан вращается от электродвигателя. Обычно при этом для управления приводом используют тиристорные преобразователи.

Для контроля технологии спускоподъемных операций в кабине, откуда производится управление, установлены электронные приборы, показывающие глубину спуска, скорость движения кабеля и силу натяжения кабеля.

Обязательно наличие механического датчика глубины.

Регистратор

Функционально регистраторы, используемые в комплекте оборудования, устроены практически одинаково, например [9]. Они включают в себя:

– адаптер телесистемы, обеспечивающий питание скважинного прибора, прием данных из скважины и передачу команд на прибор;

– арифметическо-логическое устройство АЛУ, нормализующее принятые данные, обрабатывающее их по паспортным программам, сохраняющее результаты обработки в оперативной, внутренней памяти и памяти коллективного доступа;

– адаптер наземных измерителей и сигнализаторов;

– адаптер связи с внешними пользователями;

– адаптер визуализатора, формирующий сигналы регистрируемых диаграмм, служебную текстовую и графическую информацию для внешнего табло в режиме on-line;

– универсальный программно-управляемый блок питания скважинных приборов.

Все регистраторы обязательно имеют в своем программном обеспечении пополняемый пакет драйверов скважинных приборов, что позволяет без аппаратной доработки подключать к регистратору вновь разрабатываемую аппаратуру.

Оборудование, применяемое при проведении ГИС на скважинах с избыточным давлением

При исследованиях в газовых скважинах и в фонтанирующих нефтяных скважинах применяется оборудование, в обязательном порядке включающее в свой состав лубрикатор длиной до двух десятков метров, кран или вышку, которые обеспечивают установку такого лубрикатора на устье скважины. Лубрикаторы, дли-

на которых не превышает 2 метров, можно устанавливать вручную.

В высоконапорных скважинах используется превентор, обеспечивающий быстрое закрытие скважины в сложных и аварийных ситуациях [11].

Если работа происходит при низких температурах, то для *депарафинизации* скважины и предупреждения аварийных ситуаций от выпадения парафина в процессе работ применяют генераторы пара, например передвижную котельную установку типа ППУ. Она может быть смонтирована в кузове санного прицепа, буксируемого трактором.

Лубрикатор

Лубрикатор предназначен для спуска аппаратуры в скважины, находящиеся под давлением. На фигуре (рис. 1.3.5) показан общий вид четырехсекционного лубрикатора, установленного на устье.

Лубрикатор включает в себя несколько трубных секций, объединяющихся в единую конструкцию с помощью герметизирующих муфт. К устью 3 лубрикатор присоединяется через превентор 2 типовым фланцем.

Ввод кабеля в лубрикатор производится через верхнюю секцию лубрикатора с использованием сальника 7, после чего на кабеле разделяется кабельный наконечник. Сальник может дополнительно уплотняться смазкой по отдельному шлангу, например от станции густой смазки.

Через верхний 4 и нижний 5 ролики кабель направляется на подъемник. В конструкции верхнего ролика может размещаться датчик натяжения кабеля, в конструкции нижнего ролика может устанавливаться сенсор датчика меток глубины, например сельсин. Для обеспечения устойчивости лубрикатора, закрепленного на устье скважины, сверху конструкция удерживается крюком 6 подъемного крана или вышки.

Для проведения работ с использованием лубрикатора последний перед установкой на превентор приподнимается вышкой (краном), отводится в сторону, и кабельный наконечник подъемником выпускается снизу из лубрикатора.

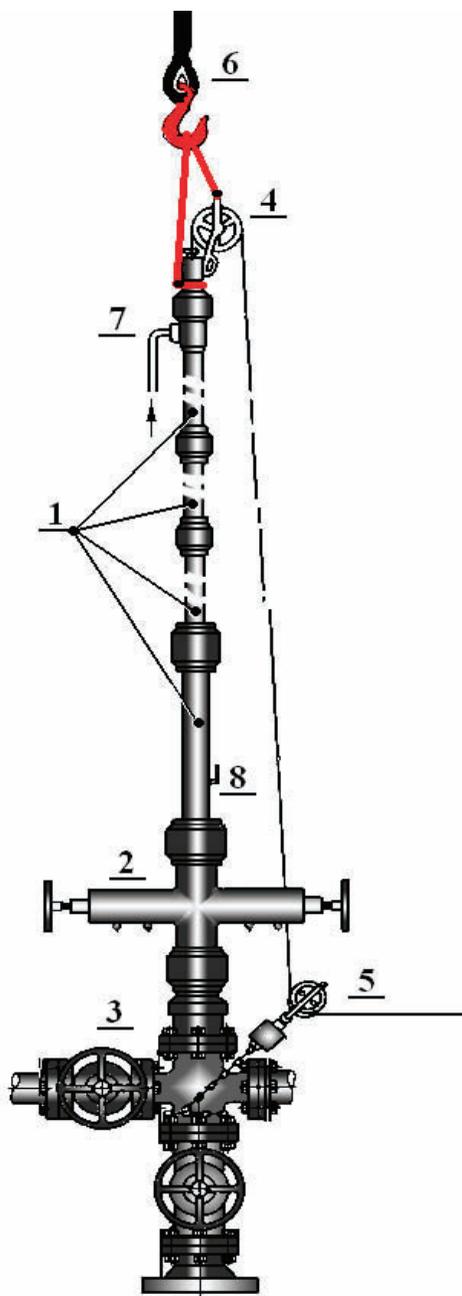


Рис. 1.3.5. Общий вид лубрикатора на устье

К наконечнику пристыковывают скважинный прибор, на кабеле закрепляют необходимое число грузов, и полученная связка подъемником втягивается в лубрикатор. Лубрикатор соединяют с превентором (или с арматурой устья, если превентор не используется), и медленно открывают коренную задвижку, не допуская подбрасывания поступающим в лубрикатор флюидом прибора.

Затем прибор спускают в скважину для проведения ГИС.

По окончании работ прибор поднимают в лубрикатор. На последних метрах подъема устанавливают минимальную скорость движения прибора и контролируют натяжение кабеля. Когда прибор полностью входит в лубрикатор, вращением ручки флажка 8 закрывают выход из лубрикатора, чтобы проверить, что прибор полностью вышел из скважины, и закрывают коренную задвижку. Затем ослабляют крепление фланца и, дождавшись стравливания давления из лубрикатора, отсоединяют лубрикатор, приподнимают его и выпускают вниз прибор.

Превентор

Превентор обязательно используется при проведении текущих и капитальных ремонтов скважины, при работах в экстраординарных условиях. Проведение работ по ГИС-контролю с применением превенторов может быть обусловлено, например, если давление в скважине аномально высокое.

Конструкция превентора, предназначенного для работы с аппаратурой ГИС, показана на фигуре (рис. 1.3.6).

Основным узлом этого устройства является плашечная пара 1, представляющая собой два куска резины, которые помещены в прочные металлические пеналы. Плашки находятся в направляющих полостях, имеют во встречных плоскостях фигурные выемки и обладают способностью при взаимном приближении, обжимая проходящий сквозь превентор кабель 2 или иную спускаемую линию, герметизировать устье скважины.

Сжимать рабочий орган превентора можно вращением рукояток 3, как показано на рисунке. Можно применять гидравлические или электрические приводы. При закрытом превенторе можно снять лубрикатор с фланца 5, хотя коренная задвижка открыта, и скважинный прибор 4 находится в скважине.

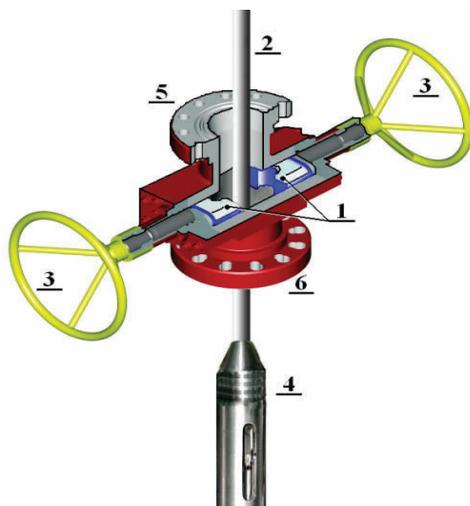


Рис. 1.3.6. Конструкция превентора

Вопросы для самопроверки

1. В каких случаях при проведении ГИС используется лубрикатор? Превентор?

2. Что измеряют с помощью датчика магнитных меток?

3. Как долго могут находиться приборы в газовой скважине? В нефтяной? Почему?

4. Что такое «Y-tool system»? Объясните принцип работы.

5. Как могут крепиться в скважине автономные приборы, устанавливаемые на длительное время?

6. До какой высоты должен подниматься крюк вышки (крана) при работе на скважине с лубрикатором?

7. Каким образом обеспечивается герметизация узла соединения скважинного прибора с жилами геофизического кабеля?

8. Может ли летом потребоваться на скважине парогенератор? Если «Да», то для чего?

9. Какой тип прибора, предназначенный для автономной работы, получил наибольшее распространение? Назовите его основные характеристики.

10. Нарисуйте функциональную схему подключений регистратора.

Литература

1. Барышников А.В., Кофанов О.А., Галеев Д.Р. (ООО «Газпромнефть-Хантос»), Ипатов А.И., Кременецкий М.И. (ООО «Газпромнефть НТЦ»), Шаймарданов Р.Ф. (ООО «Лифт ОЙЛ»). Глубинный мониторинг продуктивности совместно эксплуатируемых пластов при реализации различных технологий // Нефтяное хозяйство. № 12. 2011.
2. Бухаленко Е.И. Справочник по нефтепромысловому оборудованию. М., Недра, 1983.
3. Геофизические исследования скважин. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.А., Африкян А.Н. М., Нефть и газ, 2004.
4. Зотов Г.А., Алиев З.С. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. М., Недра, 1980.
5. Комплексы геофизических исследований скважин по контролю за разработкой месторождений и эксплуатацией подземных хранилищ газа. Временное руководство. ВГО «Союзгазгеофизика». М., 1986.
6. Лаптев В.В. Аппаратурно-программный комплекс «Спрут» для мониторинга разработки многопластовых объектов в скважинах с УЭЦН // Нефтяное хозяйство. № 5. 2011.
7. Патент РФ на изобретение № 2060382 Способ измерения глубины каротажа и устройство для его осуществления. Янченко Н.Л., 1996.
8. Патент РФ на изобретение № 2280158 Способ исследования скважины, оборудованной штанговым насосом. Ибрагимов Н.Г., Кормишин Е.Г., Чупикова И.З. и др., 2005.
9. Патент РФ на изобретение № 2369740 Система регистрации оперативной информации на скважине. Абрамов О. Л., Барычев А. В. и др., 2009.
10. РД 153-39.0-109-01. Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. М., 2002.
11. Хатьков В.Ю., Венско С.А. и др. Технологический комплекс для геофизических исследований скважин с избыточным давлением на устье // Газовая промышленность. № 12. 2012.

2. ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ АППАРАТУРЫ

2.1. Автономная скважинная аппаратура

Скважинную аппаратуру, питание которой производится от встроенной батареи, а собранная информация заданное время хранится в собственной памяти, называют автономной.

Наиболее широкое распространение автономная аппаратура получила в последние 10–15 лет, когда была выпущена микросхема, получившая название «Прецизионная система сбора данных», которая включает в себя:

- нормализаторы, преобразующие сигналы сенсоров в напряжение с нормализованными уровнями;
- коммутатор, подключающий нормализованные напряжения к аналого-цифровому преобразователю (АЦП);
- АЦП, преобразующий нормализованные напряжения в цифровой сигнал;
- цифровой контроллер, выполняющий функции обработки данных и осуществляющий управление всем процессом измерений.

На фигуре (рис. 2.1.1) приведена функциональная схема автономной аппаратуры, где показано, что сенсоры (первичные преобразователи), преобразующие измеряемые физические параметры в информационные электрические сигналы, подключены через нормализаторы и коммутатор к АЦП, а результаты измерений с АЦП записываются в микросхему памяти.



Рис. 2.1.1. Функциональная схема автономной скважинной аппаратуры

На следующей фигуре (рис. 2.1.2) приведена принципиальная схема автономной аппаратуры «Манометр-Термометр» [3], где видно, что электронная схема состоит из двух микросхем и нескольких радиоэлементов и может иметь весьма малые габариты, что позволяет широко использовать автономные приборы даже в условиях стесненного пространства скважины.

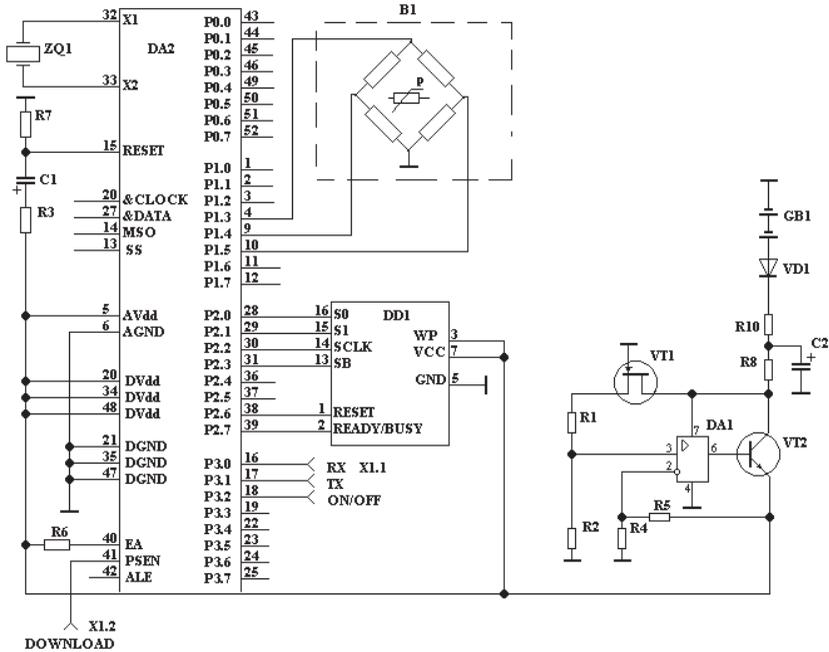


Рис. 2.1.2. Принципиальная схема автономной скважинной аппаратуры

Особенностью прибора является то, что явного датчика температуры здесь нет.

Дело в том, что на применяемые в аппаратуре преобразователи давления оказывает влияние температура окружающей среды. Для исключения влияния в аппаратуре измеряется температура датчика давления, и в результат измерения давления вводится температурная поправка.

В процессе измерений и расчетов отдельным параметром выделяется рассчитанная температура, значение которой и используется как результат измерения. Поскольку преобразователь дав-

ления находится внутри скважинного прибора, то автономный термометр имеет большую инерционность.

Для кабельных приборов, измеряющих изменения параметров on-line, такая инерционность термометра неприемлема, но для автономных приборов, измеряющих температуру через большие интервалы времени, это не является недостатком.

2.2. Кабельная скважинная аппаратура

Скважинную аппаратуру, которая получает электропитание и передает информацию по геофизическому кабелю, принято называть кабельной.

Скважинная аппаратура состоит из передатчика, находящегося в скважине, и приемника, находящегося на поверхности земли.

Передатчик (скважинный прибор) включает в себя:

- сенсоры (чувствительные элементы), преобразующие измеряемые физические параметры в информационные электрические сигналы;
- нормализаторы, преобразующие сигналы сенсоров в напряжение с нормализованными уровнями;
- коммутатор, подключающий нормализованные напряжения к преобразователю;
- преобразователь, преобразующий нормализованные напряжения в цифровой сигнал;
- модулятор-демодулятор, преобразующий сигнал АЦП в последовательный цифровой код и осуществляющий связь между приемником и передатчиком.

На современном уровне развития нормализаторы, коммутатор и преобразователь могут быть объединены в одной микросхеме.

Приемник (регистратор) включает в себя наземный транслятор (модулятор-демодулятор), принимающий данные от скважинного прибора, и вычислительное устройство, выполняющее обработку получаемых данных.

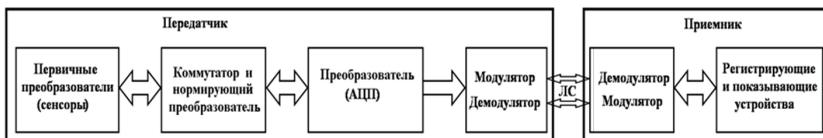


Рис. 2.2.1. Функциональная схема кабельной скважинной аппаратуры

Информация от скважинного прибора к регистратору передается в реальном времени, если передатчик и приемник соединены линией связи, например геофизическим кабелем.

Общая функциональная схема кабельной скважинной аппаратуры показана на рисунке 2.2.1, где ЛС – двухпроводная линия связи, роль которой выполняет одножильный геофизический кабель. Примером современной кабельной аппаратуры может служить комплекс «Гранит» [1].

Аналоговые и временные системы передачи данных

С точки зрения электротехники геофизический кабель является фильтром низких частот, имеет полосу пропускания не более 3–5 кГц, что во многом определяет выбор системы передачи данных в приборах.

Передача информации в виде постоянного тока в принципе возможна (например, промышленные системы 4–20 мА), но для N-канальной аппаратуры потребуется 2N-канальный кабель, что нецелесообразно.

Телесистема с частотным разделением каналов была разработана в 80-е годы прошлого столетия, прошла лабораторные и скважинные испытания, в частности в трехканальной аппаратуре. Аппаратура обеспечивала высокую разрешающую способность измерительных каналов, однако малая полоса пропускания кабеля ограничила число одновременно работающих измерительных каналов (3–5 каналов).

Телесистемы с временным кодированием информации и внешней синхронизацией весьма удобны для использования в аппаратуре, которая питается переменным током (50 или 400 Гц). Временная диаграмма работы такой системы показана на фигуре (рис. 2.2.2).

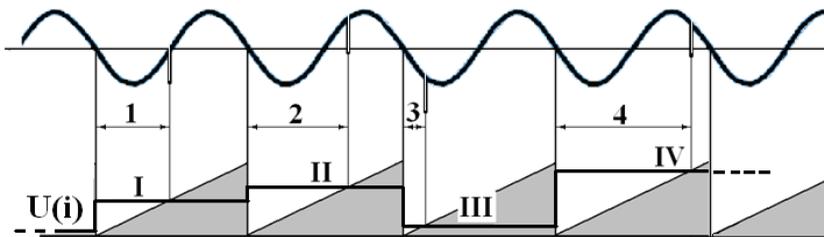


Рис. 2.2.2. Телесистема с временным кодированием

Здесь напряжения $U(i)$ нормализаторов измерительных каналов (рис. 2.2.2) – напряжения I...IV каналов преобразуются во временные интервалы 1...4 по пропорциональному принципу: чем больше измеренная величина, тем больше временной интервал. Начало каждого интервала совпадает с переходом синусоиды через «ноль», а в моменты пересечения напряжения сенсора и «пилы» формируются короткие импульсы, означающие конец интервала. На поверхности эти импульсы проявляются на фоне низкочастотной синусоиды, что позволяет отделить их с помощью фильтра высоких частот. Используя моменты перехода через ноль синусоиды напряжения питания, выделяют информационные интервалы времени, измеряя которые известными способами определяют результаты измерений каждого канала.

В аппаратуре, которая использует такой способ передачи данных, число каналов, опрашиваемых в секунду – 50 или 400, число двоичных разрядов в выходном сигнале регистратора – не более 12...14, что связано с влиянием помех в питающей линии.

В аппаратуре АГДК/СГДК использована *телесистема с частотной модуляцией (ЧМ) и временным разделением каналов*, в которой в каждом измерительном канале формируется свой ЧМ-сигнал, а на поверхности приемник управляет процессом измерения, обеспечивая разрядность получаемых данных от 4 до 16...18 [5].

Производительность телесистемы – до 20 каналов в секунду.

Цифровая система передачи данных

В современной скважинной аппаратуре чаще всего используется *цифровая система передачи данных*.

Суть такой системы заключается в том, что в скважинном приборе с помощью АЦП (аналого-цифрового преобразователя) информационные сигналы преобразуются в цифровой двоичный код, а затем каждый разряд кода передается по кабелю на поверхность в регистратор.

Данные последовательного кода передаются в виде слов. Пример формирования слова последовательного кода, используемого для передачи по двухпроводной линии связи, показан на рисунке 2.2.3. Передаваемое слово начинается с группы импуль-

сов, служащих для синхронизации тракта приема-передачи, затем передаются информационные и служебные данные.

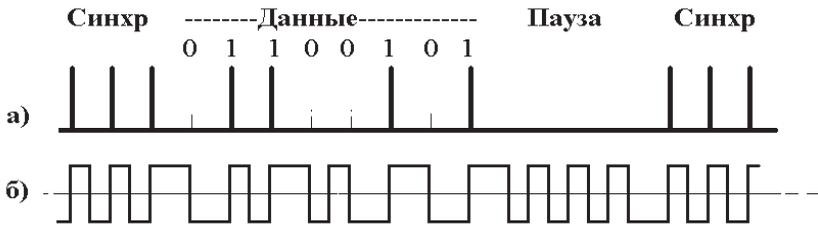


Рис. 2.2.3. Формирование последовательного кода передачи данных

Информационные данные – результат измерения какого-либо канала.

Служебные данные могут включать в себя:

- имя (номер) измерительного канала;
- идентификатор (адрес) приемника данных, если приемников несколько;

– паритетный бит (бит четности) для проверки того, что слово не было повреждено или искажено во время передачи и пр.

Последовательный код передачи данных формируется, например, в виде простейшего импульсного кода, когда единица последовательного кода отображается импульсом в информационном ряду (рис. 2.2.3 а). «Манчестерский» код, когда единица отображается переходом напряжения «снизу-вверх», а ноль – «сверху-вниз» (рис. 2.2.3 б) более пригоден для использования в скважинных телесистемах, поскольку он предъявляет меньшие требования к ширине полосы пропускания линии связи [2].

Поскольку передача данных идет на высокой скорости – до 100 кГц, затухание в кабеле становится весьма значительным. В этом случае для повышения помехоустойчивости в приемнике устанавливается специальный усилитель, который корректирует общую полосу частот пропускания передающего тракта, уменьшая искажения передаваемого сигнала.

Обычно в аппаратуре присутствует не более 10–50 измерительных каналов. Но при необходимости производительность телесистемы цифровой аппаратуры может быть увеличена до 1000 слов в секунду. Такая система передачи данных применяется,

например, в аппаратуре, проводящей исследования спектральных характеристик акустического и/или электромагнитного поля, в которой зарегистрированный временной интервал сигнала без обработки передается в регистратор, где и проводится спектральный анализ.

Разрядность передаваемых данных цифровой аппаратуры – до 18...24.

Вопросы для самопроверки

1. Для чего нужна телесистема в кабельной скважинной аппаратуре?
2. В каких случаях используют автономную скважинную аппаратуру?
3. Сколько времени может находиться в скважине автономный прибор?
4. Какое количество слов должно использоваться в акустической аппаратуре?
5. Какое количество слов должно использоваться в локаторе муфт?
6. Какое количество слов должно использоваться в комплексной аппаратуре?

2.3. Состав измерительных каналов аппаратуры

Сложившийся набор основных измерителей комплексной аппаратуры ГИС-контроль включает в себя следующие каналы:

- термометр;
- манометр;
- термокондуктивный расходомер;
- дизелькометрический влагомер;
- механический расходомер;
- локатор муфт;
- ГК.

Дополнительные измерители аппаратуры:

- акустический шумомер;
- резистивиметр;
- дифманометр;
- НГК, ИНК.

Каналы температуры и давления обычно сертифицируются как средства измерения. Остальные каналы, хотя и выдают цифровые величины измеряемых параметров, по сути являются индикаторными, поскольку провести их поверку в рабочих условиях скважины практически невозможно.

Для повышения достоверности информации индикаторных каналов используются различные эмпирические и теоретические зависимости, поправочные графики и палетки.

2.4. Основные технические данные аппаратуры

Каналы	Пределы диапазона измерений	Погрешность	Разрешающая способность	Инерционность
Термометр, °С	от 0 до 120	+ 0,5 °С	0,01 °С	<3 с
Манометр, МПа	от 0 до 60	+ 0,5 %	0,005 %	<1 с
Термоанемометр, °С	от 20 до 150	+ 1,0 °С	0,05 °С	<3 с
Расходомер, Гц	2 /100	+1,0 Гц	0,5 Гц	3–5 с
Локатор муфт	–	–	5:1	–
Влагомер, пФ	от 50 до 1000	–		<1 с
Шумомер, кГц	от 0,3 до 60	–		<1 с
Канал ГК, мкр/ч	от 5 до 300	–		3–5 с
Резистивиметр, См/м	от 0,1 до 50	+ 5 %	0,02 См/м	<1 с

2.5. Конструктивные требования к аппаратуре

Диаметр скважинного прибора: 25, 28, 30, 32, 36, 42, 48 мм [4].

Конструкция блока датчиков должна быть такой, чтобы сенсоры измерителей: расходомер механический и термоанемометр находились непосредственно в потоке флюида. Датчик резистивиметр устанавливать таким образом, чтобы он был направлен открытой частью навстречу движению флюида.

Требования к скважинным приборам аппаратуры по воздействующим механическим и климатическим факторам описаны в ГОСТ 26116-84 для групп МС-2 и КС-4.

Требования по воздействующим механическим факторам

Скважинные приборы группы МС2 подразделяют на три подгруппы в зависимости от режима работы:

МС2-1 – работающие постоянно в скважине в процессе ее эксплуатации;

МС2-2 – работающие в период остановок при их спуске/подъеме;

МС2-3 – работающие в период их спуска и (или) подъема в скважине.

Требования по воздействующим климатическим факторам

Группа	Под-группа	Рабочие условия применения			
		Температура окружающей среды, °С		Относительная влажность, %	Гидростатическое давление, МПа
		нижнее значение	верхнее значение	верхнее значение	верхнее значение
КС1		10	45	90 при 30 °С	
КС2		-30	50		
КС3		5; -10*	50		10; 20; 30
КС4	КС4-1	80		–	30; 40; 60
	КС4-2	100; 120			30; 40; 60; 80; 100
	КС4-3	150			40; 60; 80; 100
	КС4-4	180; 200			80; 100; 120; 150
	КС4-5	250			100; 120; 150; 180

Вопросы для самопроверки

1. Какие физические процессы и явления определяют поведение параметров, перечисленных в разделе 2.3.

2. Какой вид могут иметь диаграммы этих параметров, зарегистрированные:

- в наблюдательной скважине;
- в нагнетательной скважине;
- в эксплуатационной газовой скважине;
- в фонтанирующей нефтяной скважине;
- в обводненной нефтяной скважине?

3. Какие максимальные значения давления и температуры могут быть измерены в скважине глубиной:

- а) 1000 м; б) 3000 м?

4. Какие скважинные приборы относятся к группам МС-1, МС-2, КС-1...КС-3?

Литература

1. Бувич А.С. Компьютеризованный аппаратурно-методический комплекс для геофизических исследований действующих скважин. Автореф. дис. докт. техн. наук. Тверь, 1991.

2. Воловодов А. А. От тактовой частоты до информационной магистрали // Сети и системы связи. №9. 1999.

3. Вольпин А.С. Обзор современных автономных глубинных манометров и оборудования для гидродинамических исследований. В кн. «Современные гидродинамические исследования». ИНБ. М., 2004.

4. ГОСТ 26116-84. Аппаратура геофизическая скважинная. Общие технические условия.

5. Патент СССР № 1547009. Система передачи информации с временным разделением каналов. Скопинцев С.П., 1987.

3. ТИПОВЫЕ УЗЛЫ И МОДУЛИ АППАРАТУРЫ

3.1. Преобразователь

Частотные преобразователи

Синусоидальный преобразователь аналогового параметра в частоту был применен в ламповом скважинном термометре ТЭГ-36, где сенсоры температуры (медно-проволочные терморезисторы θ_t) являлись частью автогенератора с мостом Вина (рис. 3.1.1) [6]. Период колебаний автогенератора прямо пропорционален измеряемой температуре.

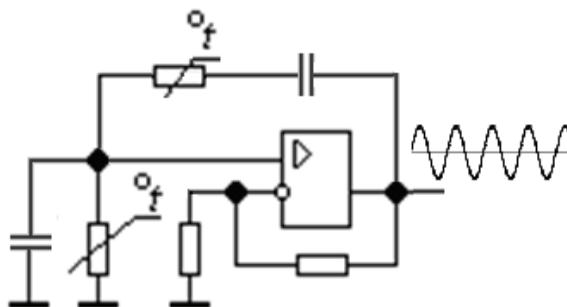


Рис. 3.1.1. Обобщенная схема термометра ТЭГ-36

В схеме импульсного автогенератора-частотного модулятора (рис. 3.1.2) преобразование входного напряжения в изменение в период сигнала происходит следующим образом.

Постоянное напряжение U с нормирующего преобразователя поступает на первый вход компаратора $A2$, а на второй вход поступает напряжение с генератора «пилы» $A1$, питающегося от опорного напряжения U_{ref} . Когда пилообразное напряжение сравнивается с входным, срабатывает компаратор, запуская коротким выходным импульсом процесс сначала. Период повторения импульсов пропорционален входному напряжению, т.е. измеряемому параметру.

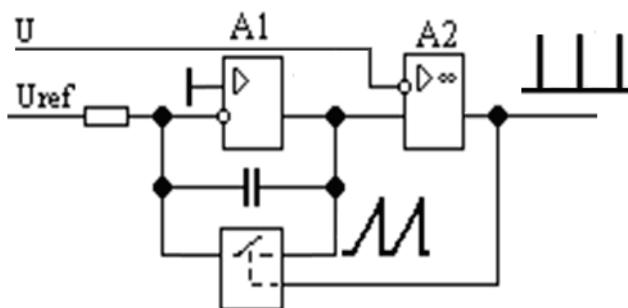


Рис. 3.1.2. Импульсный частотный модулятор ЧМ

АЦП поразрядного взвешивания

Принцип работы АЦП [17] поразрядного взвешивания или последовательного приближения показан внизу (рис. 3.1.3), где дана схема четырехразрядного преобразователя и временная диаграмма преобразования.

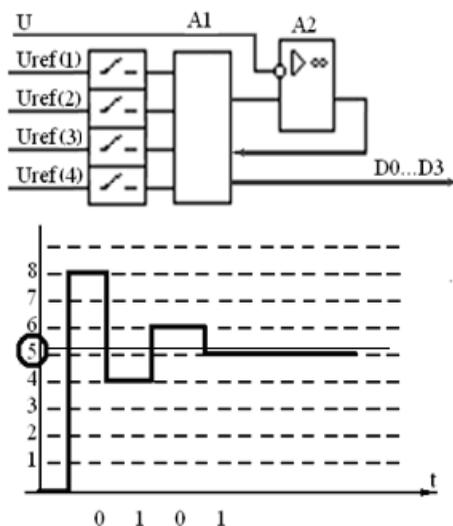


Рис. 3.1.3. Четырехразрядный АЦП поразрядного взвешивания

АЦП работает следующим образом.

На первый вход компаратора А2 с первичного преобразователя поступает нормированное напряжение, например, $U = 5,2$ вольт. На второй вход подается напряжение с цифроана-

логового преобразователя А1 (ЦАП), равное логической сумме опорных сигналов $U_{ref}(i) \cdot S(i)$, где $U_{ref}(i)$ равны 8, 4, 2, 1 соответственно.

Компаратор сравнивает эти напряжения, и результат сравнения $S(i)$ передает на ЦАП. Сравнения в N -разрядном АЦП производятся N раз (производятся N тактов преобразования).

Здесь в первом такте входной сигнал U сравнивается с напряжением $U_{ЦАП} = 8$ вольт. Результат сравнения $S(1) = 0$, что означает $U < U_{ref}(1)$.

Во втором такте на выходе ЦАП формируется напряжение:

$$U_{ЦАП} = U_{ref}(1) \cdot S(1) + U_{ref}(2) = 4 \text{ вольта.}$$

Результат сравнения $S(2) = 1$, что означает $U > U_{ЦАП}$.

Аналогично $S(3) = 0$, $S(4) = 1$, и на логическом выходе $D0...D3$ формируется цифровое значение входного сигнала 0101.

Время преобразования 16-разрядного АЦП такого типа обычно не превышает 20 микросекунд. Имеется нелинейность преобразования в точках, равных половине диапазона преобразования, четверти, восьмой части и т.д., зависящая от точности изготовления опорных сигналов $U_{ref}(i)$. Максимальная нелинейность обычно присутствует в точке, равной половине диапазона преобразования. Возможный вид термограммы возле этой точки показан на фигуре (рис. 3.1.4): а) истинная, б) зарегистрированная термограмма.

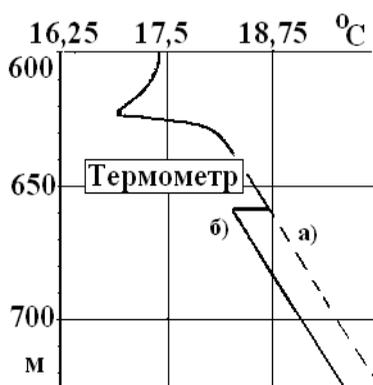


Рис. 3.1.4. Термограмма, зарегистрированная АЦП поразрядного взвешивания

Интегрирующие АЦП

В интегрирующем АЦП [17] цифровое значение получают подсчетом импульсов, прошедших в счетчик за интервал времени, пропорциональный измеряемой величине.

Счет импульсов ведется обычным счетчиком, интервал времени может формироваться схемой, описанной выше (рис. 3.1.2). Тогда интегрирующий АЦП будет иметь вид, показанный на фигуре (рис. 3.1.5).

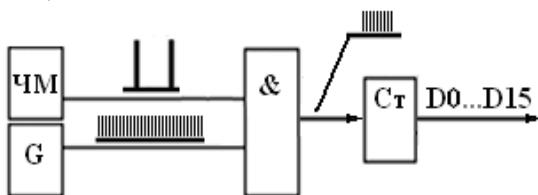


Рис. 3.1.5. Интегрирующий АЦП

Выходные импульсы частотного модулятора ЧМ и ряд импульсов высокой частоты от кварцевого генератора G поступают на функциональный селектор &. Селектор пропускает на выход только те высокочастотные импульсы, которые находятся в интервале времени, ограниченном импульсами ЧМ. Счетчик СТ подсчитывает полученную «пачку» импульсов, формируя цифровое значение измеренного сигнала. Для 16-разрядного АЦП D0...D15 максимальное число импульсов в «пачке» равно 65 535.

16-разрядный интегрирующий АЦП имеет максимальное время преобразования от единиц до нескольких десятков микросекунд. Нелинейность преобразования такого АЦП – минимальная.

Вопросы для самопроверки

1. В каких скважинных измерителях необходимо применять АЦП поразрядного взвешивания? Почему?
2. Какой порог чувствительности должен иметь канал скважинного термометра? Скважинного манометра? Какой тип АЦП необходимо применить в этих каналах? Какую разрядность должен иметь АЦП?
3. Какого типа АЦП можно применить для каждого из измерительных каналов, перечисленных в главе 1? Как Вы учитываете в своем ответе скорость движения прибора в процессе ГИС и шаг регистрации по глубине?

3.2. Манометр

Датчик канала в аппаратуре

В качестве первичных преобразователей в скважинных манометрах используются чувствительные устройства, вначале преобразующие воспринимаемое давление в механическое перемещение, а затем измеряющее это перемещение сенсорами различного типа [15, 16].

В скважинных манометрах применяют:

– преобразователи геликсного типа, где под действием внешнего давления P перемещается свободный конец деформированной полый трубки 1 (рис. 3.2.1). Перемещение передается на движок переменного резистора 2, сигнал с которого является выходным сигналом геликсного манометра;

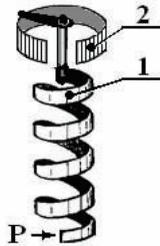


Рис. 3.2.1. Конструкция геликсного преобразователя

– струнные и кварцевые датчики, где на пружинящую опору 1 воздействует измеряемое давление, деформация передается на чувствительный элемент резонансного типа 2. Адаптер 3 возбуждает колебания в резонансной системе и выдает переменный сигнал, частота которого является информационным параметром датчика (рис. 3.2.2);

– тензодатчики, установленные на различного рода мембранах, где изменение их геометрических размеров приводит к изменению сопротивления тензоэлементов.

В настоящее время наиболее распространенным сенсором является мостовой тензорезистивный преобразователь (рис. 3.2.3).

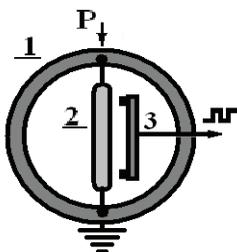


Рис. 3.2.2. Конструкция частотных преобразователей

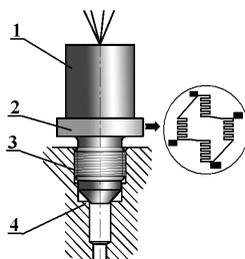


Рис. 3.2.3. Конструкция тензопреобразователя

Под измерительной мембраной 2 расположена конструктивная присоединительная часть, включающая в себя резьбовой посадочный узел 3 и конусное уплотнение 4. С этой стороны на мембрану подается давление. С другой стороны мембраны установлен тензомост, закрытый защитной крышкой 1.

Принцип работы тензопреобразователя заключается в том, что измеряемое давление воздействует на мембрану, которая под воздействием силы изгибается. На мембране установлены четыре тензорезистора, сопротивление которых зависит от возникающих изгибных усилий. Резисторы соединены в мостовую схему таким образом, что при подаче измеряемого давления у одной пары тензорезисторов сопротивления увеличиваются, а у другой, соответственно, уменьшаются.

На одну диагональ измерительной тензомостовой схемы подается питание датчика, с другой диагонали снимается электрический сигнал, пропорциональный измеряемому давлению.

Схема включения тензопреобразователя канала манометра

В зависимости от конструктивного выполнения датчик может быть запитан как стабилизированным током, так и стабилизированным напряжением.

Если преобразователь запитан постоянным током, стабилизированным, например, операционным усилителем А1 (рис. 3.2.4), то с диагонали питания тензомоста снимают сигнал $^{\circ}\text{C}$, пропорциональный температуре окружающей среды, а с другой диагонали моста снимают сигнал **МПа**, изменение которого пропорционально измеряемому давлению.

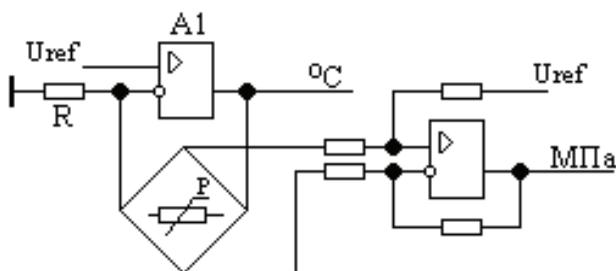


Рис. 3.2.4. Схема включения тензопреобразователя

В общем случае сигнал **МПа** зависит не только от измеряемого давления, но и от рабочей температуры датчика.

Это объясняется тем, что при изменении температуры, во-первых, меняется упругость металлической мембраны – соответственно, меняются ее деформация и воздействие на тензочувствительный элемент. Во-вторых, изменяются сопротивления самих тензорезисторов, а в-третьих, изменяются свойства материала, соединяющего мембрану и тензоэлементы. Для температурной коррекции показаний может быть использован сигнал $^{\circ}\text{C}$.

Для тензопреобразователей с питанием постоянным напряжением для измерения температуры устанавливается дополнительный термодатчик.

В настоящее время тензопреобразователи изготавливают в виде интегральных конструкций, где соединение тензоэлементов с мембраной производится путем выращивания кремниевых резисторов на изолирующей, в частности, сапфировой подложке, которая в вакууме напыляется на мембрану. Такая технология носит название КНС (кремний на сапфире) или КНИ (кремний на изоляторе). Ее достоинством является возможность производить тензопреобразователи со стабильными характеристиками. Это позволяет использовать математическую модель преобразователя давления и значительно уменьшить дополнительную температурную погрешность.

Точность канала манометра

Характеристики современных тензопреобразователей обеспечивают измерение давления с основной погрешностью до $+0,05 \dots 0,2\%$.

Дополнительная погрешность от воздействия температуры может достигать + 0,4% на каждые 10°C. Повышение точности измерений достигается введением температурных поправок в результат измерений.

Поскольку производители тензопреобразователей конструктивно добиваются того, что изменение метрологических характеристик от воздействия температуры происходит по линейному закону, то коррекция показаний в канале манометра проводится по формуле:

$$U_{\text{коррМПа}} = A_P (1 + A_T \cdot ^\circ C) + B_P (1 + B_T \cdot ^\circ C) \cdot \text{МПа}, \quad (3.2.1)$$

где $U_{\text{коррМПа}}$ – скорректированный сигнал тензопреобразователя;

МПа – выходной сигнал тензопреобразователя давления;

$^\circ C$ – выходной сигнал датчика рабочей температуры;

A_P, A_T, B_P, B_T – константы, определяемые при градуировке.

Применение коррекции позволяет построить измерительный канал давления, сертифицированный как средство измерений, имеющий типовую погрешность не более + 0,15% во всем диапазоне измерений.

Порог чувствительности, манометрический плотномер

Известен метод определения плотности флюида ρ в вертикальной скважине путем измерения градиента давления по глубине:

$$\rho = \Delta P / (\Delta H \cdot g). \quad (3.2.2)$$

Для геофизических задач требуется определять плотность флюида в диапазоне от 0 до 2000 кг/м³ с точностью не хуже 50 кг/м³ (2,5 %). Понятно, что и разность давлений ΔP требуется измерять с такой же погрешностью.

Поскольку для расчета разности давлений ΔP используются значения, измеренные одним и тем же манометром, то аддитивной составляющей погрешности измерения давления можно пренебречь. Тогда мультипликативная погрешность прибора должна быть не более 2,5%. Этому условию удовлетворяют практически все типы электронных манометров.

Оценим требуемый порог чувствительности.

Из (3.2.3) следует, что он зависит от величины ΔH , т.е. базы расчета. Выбирая большую базу, мы, соответственно, выбираем большое значение изменения давления ΔP . Это позволяет использовать менее чувствительные приборы, и наоборот.

Например, выбрав базу $\Delta H = 10$ м, получим максимальное значение изменения ΔP_{max} в диапазоне измерений плотности до 2000 кг/м^3 , равное $0,2 \text{ МПа}$. Следовательно, для измерения плотности с погрешностью не более $+ 20 \text{ кг/м}^3$ порог чувствительности должен быть на уровне $0,002 \text{ МПа}$. Такой порог имеют манометры с 16-разрядным АЦП и верхним пределом измерений 60 МПа , т.е. практически все существующие приборы (рис. 3.2.5).

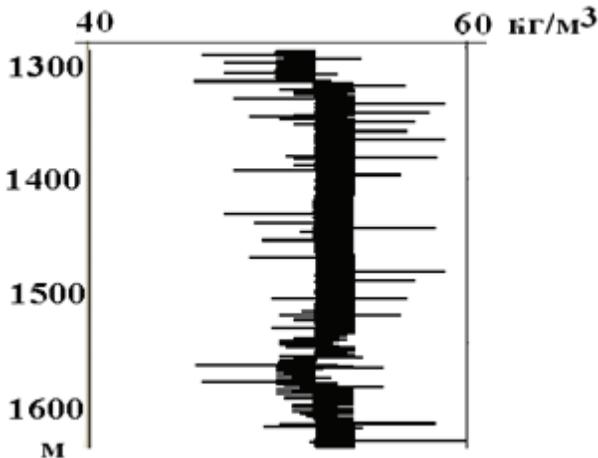


Рис. 3.2.5. Диаграмма плотности, рассчитанная на базе 10 м

Однако если нам нужно провести более детальные исследования с базой, например, 2,5 метра, то надо увеличивать реальную разрядность АЦП в $10/2,5 = 4$ раза (до 18 разрядов).

Ниже показаны диаграммы манометров и результаты расчета плотностей в наблюдательных скважинах для аппаратуры с различной разрядностью (рис. 3.2.6). Видно, что флуктуации диаграммы плотности 18-разрядного прибора значительно меньше, чем у 16-разрядного, что обеспечивает большую информативность измерений.

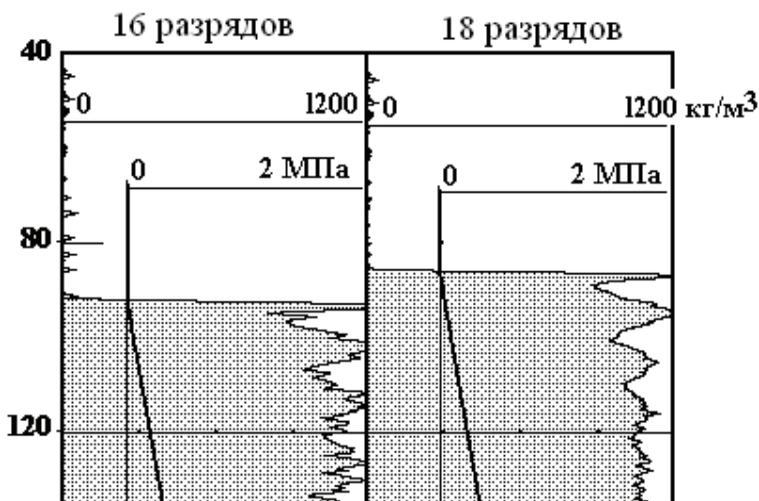


Рис. 3.2.6. Расчетные диаграммы плотности на границе «воздух-вода»

На планшете (рис. 3.2.7) показано, что произошло изменение плотности флюида на глубинах выше 620 м при прохождении газа из межтрубья через негерметичность муфты НКТ сквозь конденсат.

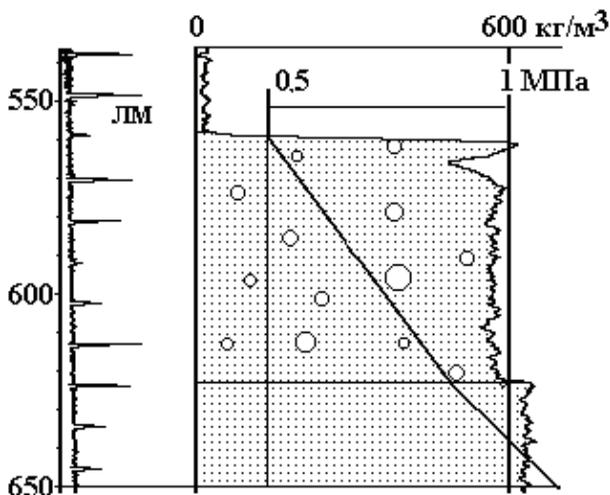


Рис. 3.2.7. Изменение плотности конденсата при прохождении через него газа

Расчет показывает, что в НКТ выше негерметичности объемное соотношение газа и конденсата составляет 1:10. Такая информативная запись была получена высокочувствительным манометром.

Вопросы для самопроверки

1. В каких случаях в канале манометра может быть применен тензопреобразователь с иным верхним пределом измерений, чем упомянутый в тексте, например, 16 МПа, 25 МПа, 40 МПа, 100 МПа?

2. Как изменится порог чувствительности манометрического плотнoмера при использовании в канале манометра тензопреобразователей из п. 1?

3. Напишите формулу расчета плотности флюида в наклонной скважине.

4. Как изменится результат расчета плотности при движении флюида в колонне с большим гидравлическим сопротивлением?

5. Можно ли с помощью манометра определить вид флюида: нефть или вода? Нефть или смесь газа с водой?

3.3. Механический расходомер

Датчик расходомера

Механический расходомер измеряет скорость потока флюида [5].

В качестве первичного преобразователя в канале механического расходомера используют турбинные преобразователи, один из вариантов которого показан ниже (рис. 3.3.1).

Расходомер включает в себя:

- а. крыльчатку 1, посаженную на ось 2 (турбинку);
- б. опоры 3, в которых вращается турбинка. Верхняя опора вкручена в корпус блока датчиков 4;
- с. нижняя опора вкручена в регулировочный винт 5, который, в свою очередь, вкручен в фонарь 6 блока датчиков.

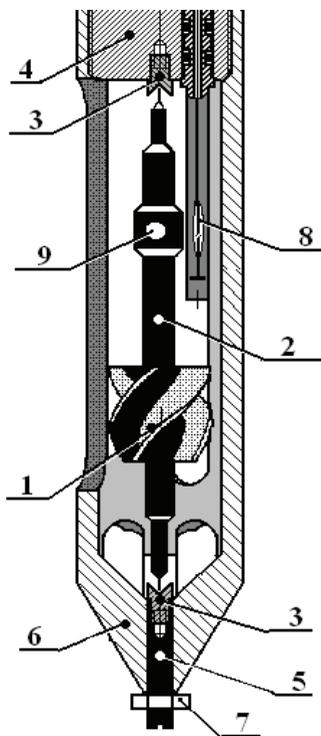


Рис. 3.3.1. Конструкция турбинного расходомера

Винтом 5 регулируют вращение турбинки. После регулировки винт стопорится гайкой 7. Геркон 8 и магнит 9 формируют переменный электрический сигнал, частота которого равна частоте вращения турбинки.

Конструкция крыльчатки в общем случае зависит от диапазона измерения скорости потока. Крыльчатка может иметь различное количество лопастей, разный вид и угол их наклона. Так, для газовых скважин предназначен беспакерный расходомер типа «Метан-2». Его диапазон измерений разбит на два поддиапазона: до 3 м/с и 10 м/с. Соответственно, в первом поддиапазоне применяется 6-лопастная крыльчатка, во втором – 9-лопастная. Крыльчатки – пластмассовые, легкие. Лопасты – прямые.

Почему крыльчатка для газовой скважины должна быть легкой?

Законы физики говорят, что скорость вращения чувствительного элемента пропорциональна количеству движения mV , которое передает ему поток, и обратно пропорциональна собственной массе турбинки. Малый удельный вес газа и определяет требование малого веса крыльчатки.

Для жидкостных потоков, где значение mV значительно больше, крыльчатка конструктивно может быть выполнена в виде, например, более тяжелого металлического винта, изготавливаемого на токарном станке.

Жидкостные расходомеры

Непакерованный датчик расхода может быть использован там, где эпюра скоростей в потоке плоская: во всех газовых скважинах и в нефтяных скважинах с турбулентным потоком.

В потоке с рельефной эпюрой скоростей достоверность показаний такого датчика будет снижена, поэтому для нефтяных скважин с ламинарным течением необходимо увеличивать перекрытие сечения потока. Либо увеличивая размер лопастей, как сделано, например, в аппаратуре «Гранит», либо пакеруя блок датчиков, как это сделано, например, в серийном расходомере «Кобра» (рис. 3.3.2).

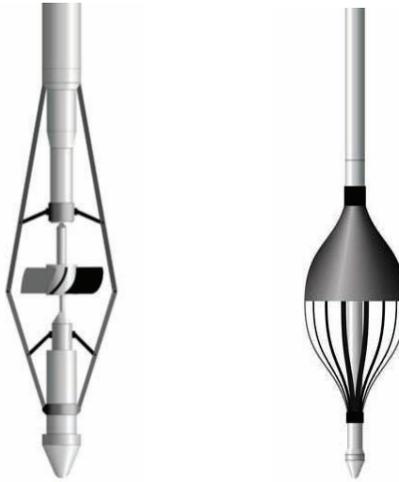


Рис. 3.3.2. Нефтяные турбинные расходомеры

Измерения расходомером в скважинах

Внизу (рис. 3.3.3) показана диаграмма механического расходомера, зарегистрированная в газоконденсатной скважине.

Диаграмма изрезана, но на ней четко видны два интервала притока. Интервалы выделены наклонными линиями, и по показаниям расходомера в границах интервалов притока создана гистограмма притоков в условных единицах, отражающая их величины (Q_1 и Q_2).

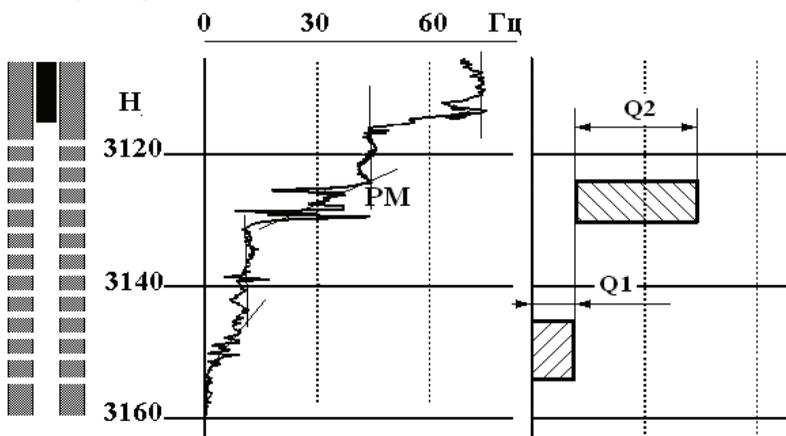


Рис. 3.3.3. Планшет притоков в газоконденсатной скважине

Видно, что интервал перфорации работает неравномерно: отдает, в основном, верхняя часть перфорации 3125...3130 м, четверть общего объема притока идет из интервала 3145...3155 м.

Численные значения притоков могут быть определены по устьевым замерам добытого или закаченного (на ПХГ) газа.

На верхней части диаграммы присутствуют также показания расходомера, зарегистрированные в НКТ, значения которых больше значений расходомера непосредственно перед входом в НКТ в $S_K/S_{НКТ}$ раз, где S_K и $S_{НКТ}$ – площади сечений колонны и НКТ, соответственно.

Здесь же отметим, кстати, что диаметр прибора расходомера не влияет на результат измерения, поскольку крыльчатка, на которую воздействует поток, перекрывает пренебрежимо малую часть площади сечения в плоскости измерений.

На планшете (рис. 3.3.4) показаны диаграммы 4 замеров расходомера, зарегистрированные при закачке на ПХГ в зоне фильтра, щели которого отметил локатор муфт ЛМ.

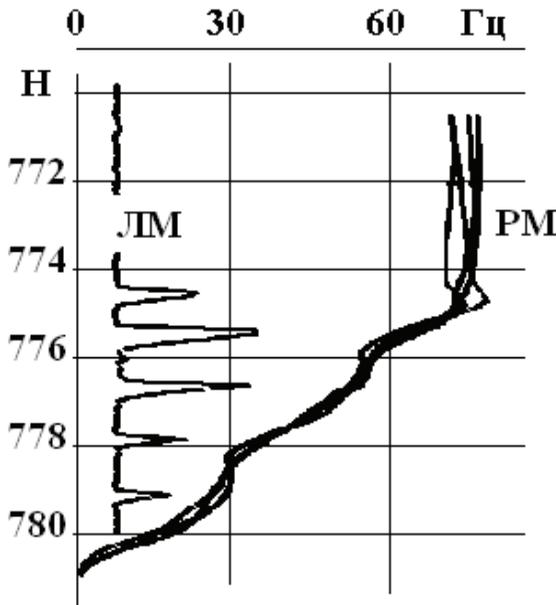


Рис. 3.3.4. Расходограммы в зоне фильтра в режиме закачки ПХГ

Видна хорошая повторяемость диаграмм. Равномерный наклон кривых в рабочей зоне говорит о том, что работает весь интервал перфорации.

Хотя непакерованный скважинный расходомер обычно плохо работает при потоке сверху, поскольку корпус прибора «экранирует» датчик от воздействия закачиваемого потока газа, в данном случае присутствует хорошая информативность расходограмм. Это объясняется тем, что при исследованиях использовалась модификация скважинной аппаратуры с механическим расходомером, специально предназначенным для работы в потоке сверху. Для этого скважинный прибор 1 был исполнен диаметром 36 мм, защитный фонарь узла датчиков 2 – диаметром 42 мм, и в датчике была использована турбинка 3 от расходомера диаметром 42 мм (рис. 3.3.5).

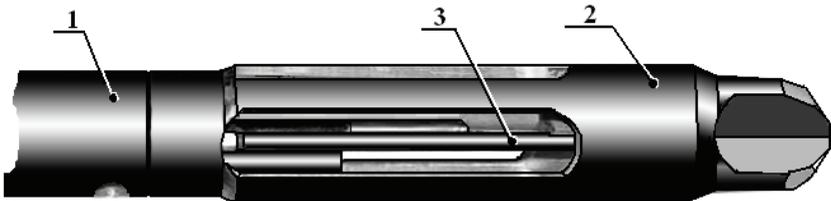


Рис. 3.3.5. Расходомер скважинного прибора для измерений при закачке газа

Нефтяная скважина

Использование непакерованного расходомера вполне информативно для газовых скважин. В нефтяной скважине такого типа измерители дают достоверную информацию только в случае однокомпонентного турбулентного потока, где эпюра скоростей достаточно плоская, и положение прибора по сечению скважины не играет заметной роли. Например, в высокодебитных необводненных скважинах.

Для малодебитных необводненных скважин необходимо вводить эпюрный коэффициент.

Расходомер в обводненной нефтяной скважине

Какова достоверность измерений турбинного расходомера в обводненных скважинах?

Рассмотрим работу расходомера в этих условиях.

В обводненных скважинах со временем от забоя до входа в насос устанавливается режим водяного столба, в котором всплывают глобулы нефти.

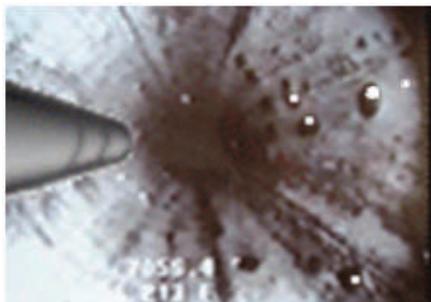


Рис. 3.3.6. Глобулы нефти, всплывающие в столбе воды

В нижней части водяного столба количество нефти пренебрежимо мало, и на глобулу нефти действует выталкивающая сила, пропорциональная разности плотностей нефти и флюида столба, т.е. в данном случае нефти и воды. Видеофильмы, снятые в скважине, показывают, что скорость всплытия глобул в столбе воды достигает 20–30 см/сек.

Однако если скважина проперфорирована вплоть до входа в насос, то чем выше будут подниматься глобулы в столбе флюида, тем больший объем в общем потоке будет составлять нефть, и тем меньше станет выталкивающая сила. Скорость всплытия уменьшится, и, соответственно, глобулы передадут турбинке меньшее количество движения mV .

Иными словами, с подъемом прибора в скважине будет изменяться аппаратный коэффициент B линейной формулы преобразования количества поднимающейся нефти Q в частоту вращения $F = A + B \cdot Q$.

Следовательно, достоверность результатов расходомерии в обводненной скважине необходимо устанавливать отдельно для каждого исследования.

Вопросы для самопроверки

1. В каких скважинах характеристика преобразования турбинного расходомера является заведомо линейной?

2. В добывающей газовой скважине произведена запись диаграммы расходомера: вначале на стоянке, потом при спуске со скоростью V . Напишите формулу преобразования скорости потока в частоту, приняв частоту вращения турбинки в первом случае равной F_1 , во втором – F_2 .

3. В каких режимах результаты непакерованного турбинного расходомера могут быть признаны недостоверными в горизонтальной нефтяной скважине?

4. Как влияет на показания расходомера высокое давление в скважине? А высокая температура?

5. Может ли традиционный механический расходомер определить направление исследуемого потока?

6. При расчете поинтервальных расходов в одном из пластов многопластовой газовой скважины получено отрицательное значение. Объясните возможную причину.

7. Изменится ли аппаратный коэффициент, определенный в газовой скважине, если прибор поместить в нефтяную скважину?

8. Выведите формулу определения аппаратного коэффициента механического расходомера в добывающей скважине по результатам двух записей: при спуске и при подъеме прибора с одинаковыми скоростями движения.

3.4. Термометр

Области применения метода

И при разведке месторождений нефти и газа, и в процессе их разработки проводятся термоисследования скважин. Задачи, решаемые с помощью термометрии, многообразны.

Контроль распределения температур в скважине в процессе эксплуатации позволяет выделять продуктивные горизонты, определять границы кровли и подошвы пласта, интервалы поглощений, делать количественную оценку притоков. По эююре распределения температур в стволе скважины определяют места нарушения герметичности колонн труб, техническое состояние обсадной колонны, контроль цементного кольца, проверку затрубной циркуляции вод, места выделения парафина и т.д. [19].

Технические характеристики приборов, используемых для проведения скважинной термометрии, зависят от решаемой задачи.

Например, если требуется измерять абсолютные значения температуры, то используют точные приборы, в которых чаще всего применяют кварцевые датчики. Они имеют стабильную характеристику преобразования, поскольку точностные характеристики приборов определяются, в основном, установленными в них первичными преобразователями. В ГОСТ 8.558-93 даны их типы и их погрешности¹.

Если требуется измерять *изменения* температуры, то используют высокочувствительные приборы с малой инерционностью первичного преобразователя.

Датчики температуры

В качестве первичных преобразователей в скважинных термометрах устанавливают чувствительные элементы и устройства, использующие различные физические эффекты.

В первых скважинных термометрах применялись преобразователи геликсного типа (рис. 3.4.1), где под действием темпера-

¹ См. Приложение 1.

туры T жидкость, находящаяся в замкнутом объеме деформированной полый трубки 1, расширялась, заставляя незакрепленный конец геликса поворачиваться. Перемещение передавалось на регистратор. В качестве регистратора использовалось устройство, где на перемещаемой зачерненной пластинке 2 иглой 3 процарапывалась кривая изменения температуры в зависимости от времени.

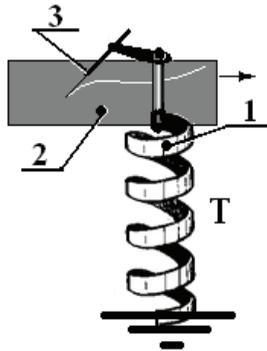


Рис. 3.4.1. Конструкция геликсного преобразователя

В современной аппаратуре используются:

- термометры сопротивлений, в которых изменение температуры преобразуется в изменение сопротивления сенсора, например медные, платиновые датчики (рис. 3.4.2);



Рис. 3.4.2. Меднопроволочный и платиновый сенсоры термометра

- полупроводниковые датчики (диоды, термисторы), в которых изменение температуры преобразуется в изменение одного из параметров элемента (прямое падение напряжения на открытом р-п переходе, омическое сопротивление);

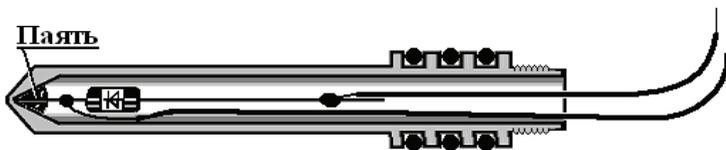


Рис. 3.4.3. Датчик термометра аппаратуры СГДК с полупроводниковым чувствительным элементом

– резонансные кварцевые преобразователи, собственная частота колебаний которых зависит от температуры.



Рис. 3.4.4. Кварцевый термочувствительный элемент

Первые два типа преобразователей имеют малую инерцию и позволяют проводить регистрацию параметра при движении скважинного прибора по стволу скважины. Например, полупроводниковый диод, впаянный в торец защитного корпуса, имеет инерционность менее 1 секунды (рис. 3.4.3).

Кварцевые термометры используются для создания высокоточных измерителей температуры. Они имеют большую инерционность, но их высокая временная стабильность (не более $0,03\text{ }^{\circ}\text{C}$ за год) позволяет строить стационарные измерительные системы, которые постоянно контролируют процесс эксплуатации как отдельных скважин, так и изменение теплового поля по месторождению в целом.

Контроль колонны труб в скважине с помощью канала термометра

На планшете даны диаграммы в зоне негерметичной муфты (620 м) малоинерционного термометра и термометра автономного прибора, который имеет большую инерционность. Для наглядности шкалы термометров сдвинуты относительно друг друга (рис. 3.4.5).

Малоинерционный термометр Терм2 отмечает рельефную термоаномалию, позволяя определить место повреждения колонны, в то время как термометр автономного прибора Терм1 в этом месте сформировал только широкое локальное изменение температуры.

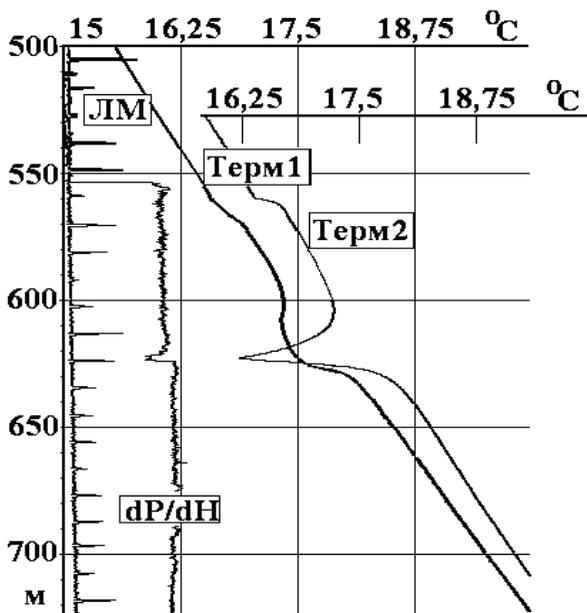


Рис. 3.4.5. Планшет в зоне негерметичности муфты на глубине 620 м

Анализ интервалов притока с помощью термограмм

Диаграммы термометра (рис. 3.4.6) позволяют определять интервалы притока флюида в многопластовых скважинах, оценивать расходы в относительных единицах.

Оценка профиля притока происходит путем анализа локальных термоаномалий исходя из следующего:

- на глубине верхнего интервала притока флюид в скважине прогреет горячим потоком из нижнего интервала;

- на протяжении работающей части интервала втекающий более холодный приток смешивается с прогретым потоком снизу по формуле калориметрического смешивания. При этом форма термограммы в зоне смешивания при равномерном притоке по длине продуктивного интервала должна соответствовать приведенной на рисунке;

- выше верхней границы притока форма термограммы определяется теплопереносом и имеет вид наклонной экспоненты.

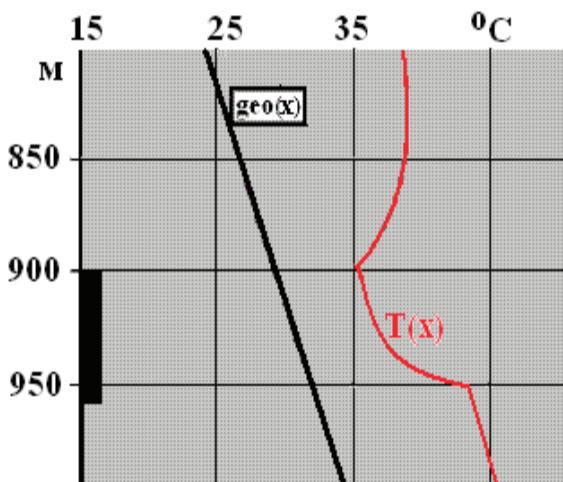


Рис. 3.4.6. Термограмма в зоне перфорации

Соответственно, можно сделать вывод, что заявленный интервал перфорации 900...960 м работает только частично от 900 до 950 м, поскольку только в этом интервале термограмма отмечает процесс калориметрического смешивания. Выше этого интервала диаграмма имеет классический экспоненциальный вид, ниже 950 м на термограмме не отмечено аномалий.

Определение величины притока на основе термограммы

Количественные расчеты по термограмме основываются на известной формуле распределения температуры по стволу скважины за счет эффекта тепломассопереноса [18]. Физический смысл формулы, описывающей этот процесс, заключается в том, что в установившемся режиме поток, движущийся по стволу скважины и обменивающийся с окружающими породами теплом, формирует тепловое поле таким образом, что термограмма экспоненциально стремится к линии сдвинутой относительно геотермы на величину AG (рис. 3.4.7).

Формула, описывающая термограмму движения потока, начиная с верхней границы интервала притока, выглядит так:

$$T(x) = AG(x) - A0 \cdot \exp(-x/B), \quad (3.4.1)$$

где $T(x)$ – значения термограммы;
 $geo(x)$ – значения геотермы;
 $AG(x)$ – значения геотермы, «сдвинутые» на константу AG ;
 $A0$ – константа экспоненты;
 B – значение показателя экспоненты, причем AG и B пропорциональны массовому расходу QM .

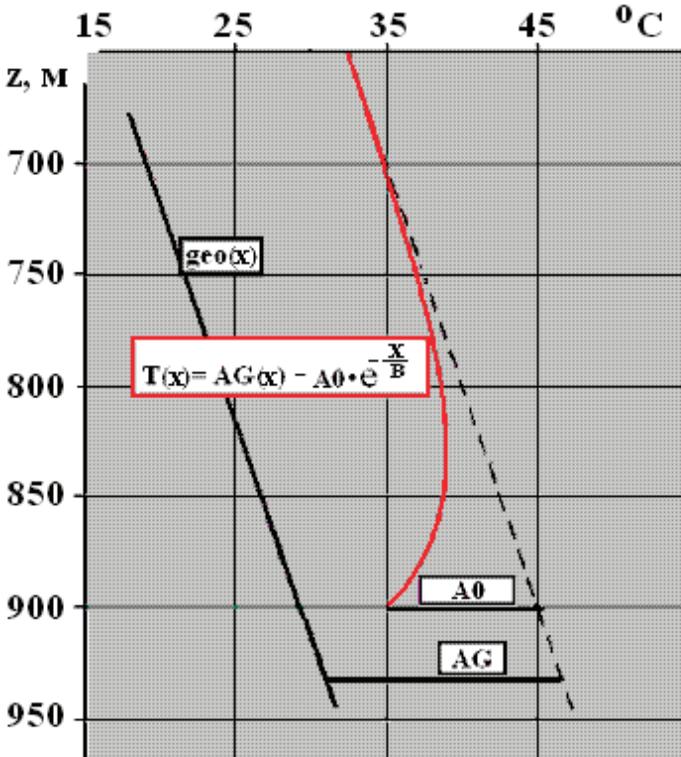


Рис. 3.4.7. Термограмма и геотерма выше интервала притока

Используя тот факт, что AG пропорционален массовому расходу, для многопластовых необводненных нефтяных скважин можно рассчитать относительные расходы.

Например, из планшета (рис. 3.4.6) видно, что термограмма потока от нижнего интервала на глубине 980 м сдвинута от геотермы на 18 градусов.

Из планшета (рис. 3.4.7) видно, что термограмма суммарного потока от нижнего и верхнего интервалов на глубине 700 м сдвинута от геотермы на 12 градусов.

Это означает, что приток нижнего интервала соотносится с притоком верхнего интервала как $12:(18-12) = 6:3$.

Иными словами, верхний интервал дает треть общего притока двухпластовой скважины.

Вопросы для самопроверки

1. Какие физические эффекты и явления могут быть применены для построения первичных преобразователей канала измерения температуры?

2. Какой датчик температуры считается на сегодня самым точным?

3. Что может означать резкая отрицательная термоаномалия в зоне перфорации? Положительная термоаномалия?

4. Определите по поверочной схеме (Приложение 1), к какому классу измерителей могут относиться медные, платиновые и полупроводниковые преобразователи. Какую максимальную точность будут иметь термометры, построенные на основе этих преобразователей.

5. Как ведет себя термограмма добывающей скважины по отношению к геотерме?

3.5. Диэлькометрический влагомер

Датчик влагомера

Диэлькометрический влагомер предназначен для регистрации диэлектрической проницаемости среды ϵ и, соответственно, определения вида флюида. Диэлектрическая проницаемость газа $\epsilon = 1$, нефти (конденсата) $\epsilon = 2 \dots 3$. Вода имеет значение ϵ около 80. Определение диэлектрической проницаемости флюида производится измерением емкости измерительного конденсатора [1].

Конструктивно все датчики, применяемые в скважинных приборах, выполнены одинаково, различаясь только размерами (рис. 3.5.1). Металлический электрод 1, служащий первым электродом измерительного конденсатора, электрически изолирован от корпуса 3 (второй электрод конденсатора). Электроды конденсатора защищены от замыкания скважинной водой нанесением на поверхность первого электрода диэлектрика 2.

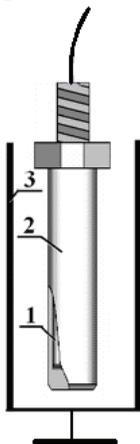


Рис. 3.5.1. Конструкция датчика диэлектрического влагомера

Определим характеристики диэлектрического влагомера типовой конструкции. Для этого, воспользовавшись формулой емкости цилиндрического конденсатора (3.5.1), оценим собственную емкость датчика C и диапазон ее изменения в скважинных условиях

$$C = \frac{2\pi\epsilon\epsilon_0 h}{\ln(R_2 / R_1)}, \quad (3.5.1.)$$

где ϵ – относительная диэлектрическая проницаемость;

ϵ_0 – электрическая постоянная;

h – длина датчика;

R_1 и R_2 – радиусы коаксиальных электродов конденсатора ($R_2 > R_1$).

Зададим длину датчика 0,1 м. Соотношение радиусов центрального электрода и заземленного фонаря скважинного прибора, где обычно устанавливается влагомер, выберем равным 1:2. Получаем емкость конденсатора в газе, равную 8...10 пФ. Это означает, что изменение емкости датчика при переходе из газа в нефть или конденсат (т.е. из среды с диэлектрической проницаемостью $\epsilon = 1$ в среду с $\epsilon = 2...3$) во всех вариантах исполнения влагомеров не превысит 10...30 пФ.

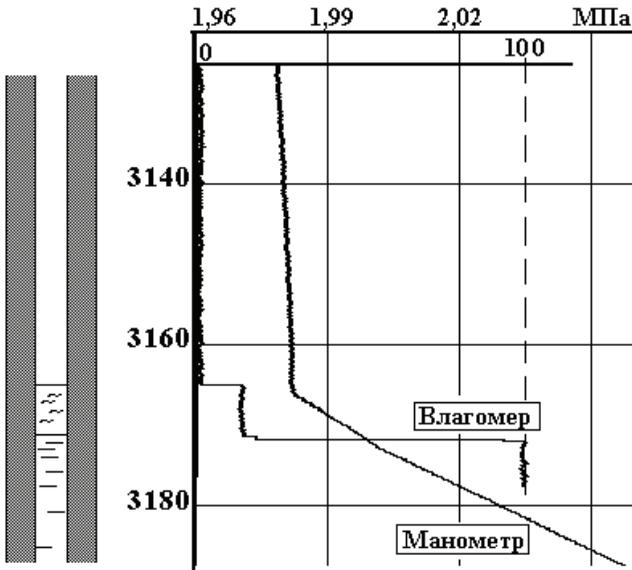


Рис. 3.5.2. Диаграммы манометра и влагомера в газоконденсатной скважине

Емкость датчика в воде зависит от толщины диэлектрика 2. На практике она варьируется в довольно широких пределах от 20 до 500 пФ.

На планшете (рис. 3.5.2) показаны диаграммы манометра и влагомера, снятые в газоконденсатной скважине. Манометр отметил слой конденсата над водой изменением наклона диаграммы. Влагомер, откалиброванный по двум точкам: в газе и в воде (0–100%), показал в конденсате значение 25, что позволило обеспечить четкую фиксацию существующих границ раздела сред: «газ-нефть» и «нефть-вода».

Схемы включения измерительного конденсатора

Обычно в скважинном приборе в канале влагомера используется LC– или RC-генератор, в частотозадающей цепи которого присутствует измерительный конденсатор. Схема RC-генератора показана ниже (рис. 3.5.3).

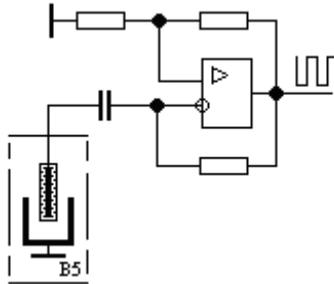


Рис. 3.5.3. Схема включения измерительного конденсатора B5

Выходным параметром такого каскада является частотно-модулированный сигнал, который поступает на специальный АЦП, где происходит измерение частоты (периода) сигнала. Если такого входа нет, то либо используют цифровые счетчики и дополнительную схему управления, либо преобразуют частоту импульсов в постоянное напряжение.

В аппаратуре СГДК используется нормирующий преобразователь, в котором использован емкостной делитель с каскадом восстановления постоянной составляющей. Такой каскад позволяет получить выходной сигнал в виде постоянного напряжения пФ, подключаемый к тому же входу АЦП, что и остальные измерительные каналы. Схема преобразователя показана ниже (рис. 3.5.4).

Рис. 3.5.4. Схема влагомера СГДК

Измерения в обводненной скважине

Название канала «влагомер» предполагает построение измерителя, который способен измерять содержание воды в смесях «нефть-вода», «газ-вода».

Рассмотрим, как будет изменяться диэлектрическая проницаемость ε при увеличении воды в нефти, если вода будет представлена в виде шаров, равномерно распределенных в объеме смеси. Расчет показывает (рис. 3.5.5), что в идеале ε будет линейно увеличиваться до величины обводненности в 67%. При таком значении шары воды сомкнутся, и в смеси появится канал с большой диэлектрической проницаемостью, что приведет к резкому изменению наклона графика (рис. 3.5.5 – нижняя граница фигуры). При дальнейшем увеличении содержания воды до 100% диэлектрическая проницаемость смеси достигнет величины $\varepsilon = 80$.

Аналогично можно построить график изменения диэлектрической проницаемости при увеличении нефти в воде (верхняя граница фигуры).

В принципе легче образуется прямая эмульсия «нефть в воде», и напрашивается вывод: использовать соответствующую зависимость для проведения измерений в скважине с эмульсионным течением.

Но дело в том, что эмульсия в скважине в процессе притока нефти и воды из перфорации образуется очень редко, в основном

в скважинах, во время работы которых происходит выделение свободного газа в продуктивном пласте (см. Приложение 2).

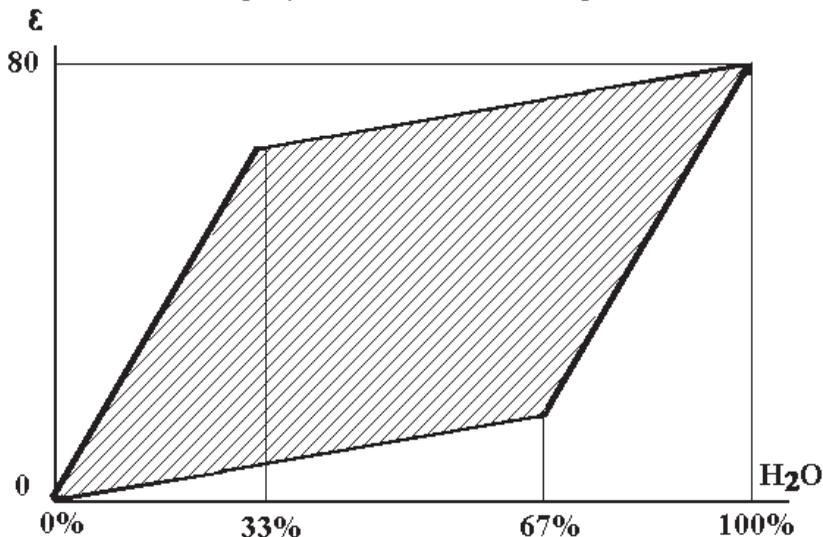


Рис. 3.5.5. Изменение диэлектрической проницаемости смеси воды и нефти

В обводненных скважинах, эксплуатируемых без присутствия свободного газа, картина иная. Нефть втекает в скважину, попадая в столб воды, и всплывает в нем к насосу. Вода же направляется вниз на забой. При этом нефть и вода из-за различных удельных плотностей текут по различным стенкам колонны, практически не смешиваясь.

Из этого следует, что даже центрированный влагомер имеет дело с потоком, который не является эмульсией, и для обработки результатов его измерений применение рассмотренного выше графика неприемлемо.

Видеосъемки в скважине показывают, что капли и глобулы нефти всплывают в водяном столбе пачками примерно с одинаковой скоростью на некотором расстоянии от «верхней» стенки. При увеличении объема всплывающей нефти в отдающем интервале ствола средняя плотность флюида уменьшается, выталкивающая сила, и соответственно скорость подъема, уменьшается, уплотняя «очередь» поднимающихся нефтяных пачек. Это при-

водит к тому, что нефть сливается в единую струю, текущую по «верхней» стенке колонны.

Все это говорит о том, что структура флюида в скважине неопределенна, и влагомер определить водосодержание смеси не в состоянии. Таким образом, можно сделать вывод, что диэлькометрический влагомер отмечает границы раздела компонентов флюида газ – нефть – вода, но не способен измерять количество воды в протоке в условиях обводненной скважины.

Вопросы для самопроверки

1. В каких скважинах название метода «влагомер» является правильным с точки зрения метрологии?
2. При каком режиме работы скважины возможно образование водонефтяной эмульсии?
3. Как отреагирует диэлькометрический влагомер, если к его датчику последовательно приложить все пальцы ладони?
4. Что покажет влагомер в добывающей обводненной скважине при движении прибора по межтрубью?

3.6. Каналы ГК, ГК-С

Принцип работы

Канал гамма каротажа (ГК) в комплексной скважинной аппаратуре предназначен для получения диаграммы распределения интенсивности естественного радиоактивного поля по глубине. Такая диаграмма используется при интерпретации результатов ГИС для увязки получаемых кривых с результатами предыдущих исследований [10].

В состав канала ГК входит сенсор (детектор) излучений, преобразующий полученные гамма-кванты в электрические импульсы, и счетчик этих импульсов.

В качестве одного из видов сенсоров канала в геофизике используются газоразрядные детекторы, где квант излучения, пролетая сквозь внутреннюю емкость датчика, ионизирует газ. На выходе детектора при этом формируется электрический импульс (рис. 3.6.1).

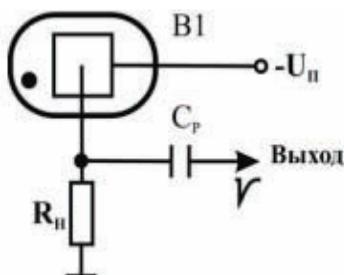


Рис. 3.6.1. Схема включения газоразрядного детектора

Чувствительность газоразрядных детекторов относительно мала, поэтому более распространен сцинтилляционный канал измерения ГК.

Чувствительным элементом такого канала является преобразователь гамма-квантов в кванты света ВД1 (рис. 3.6.2). Обычно – это кристалл NaI(Ta): неорганический монокристалл NaI, в который для увеличения световых выходов введен активатор Таллий (Ta).

Кристалл NaI(Ta) преобразует гамма-кванты в кванты света и направляет их на катод 1 фотоэлектронного умножителя (ФЭУ) VL1. Электроны, выбитые из светочувствительного катода, под действием ускоряющего электрического поля запускают лавинообразный процесс умножения величины электричества с помощью вспомогательных электродов – динодов. В результате на аноде ФЭУ (вывод 9) формируется импульс тока большой амплитуды с короткой длительностью 1–2 нсек. Этот импульс через согласующий каскад на VT3 направляется в счетчик ГК.

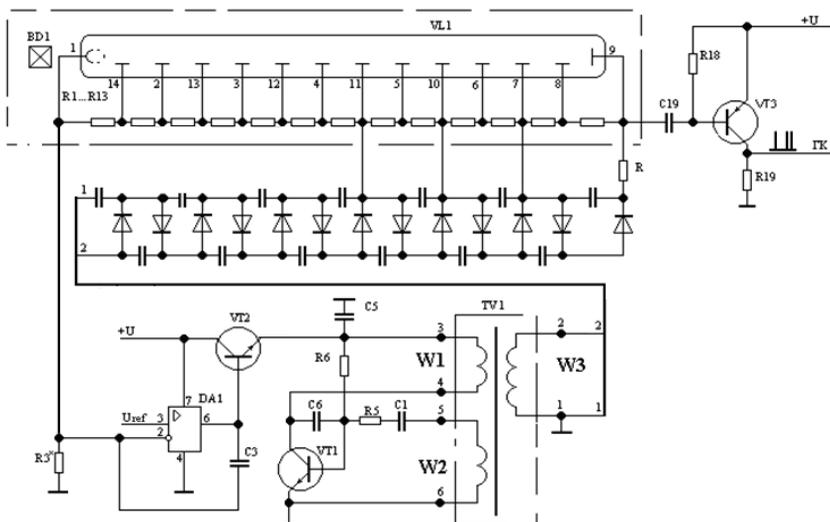


Рис. 3.6.2. Модуль ГК. Электрическая схема

Для функционирования ФЭУ на геометрически последовательно расположенные диноды VL1/(1...8, 10...14) с высоковольтного умножающего генератора, выполненного на транзисторе VT1, подано возрастающее напряжение с максимальным значением на аноде до 1500 вольт.

Настройка схемы

Настройка питания ФЭУ производится подбором резистора R3*. Принцип настройки заключается в том, чтобы обеспечить подсчет всех гамма-квантов, попавших в кристалл во всем рабо-

чем диапазоне температур. Для этого снимают счетную характеристику канала ГК и устанавливают на плато рабочую точку (рис. 3.6.3). Под термином «плато» понимают участок А-В с мало изменяющимся значением счета. Плато снимается следующим образом.

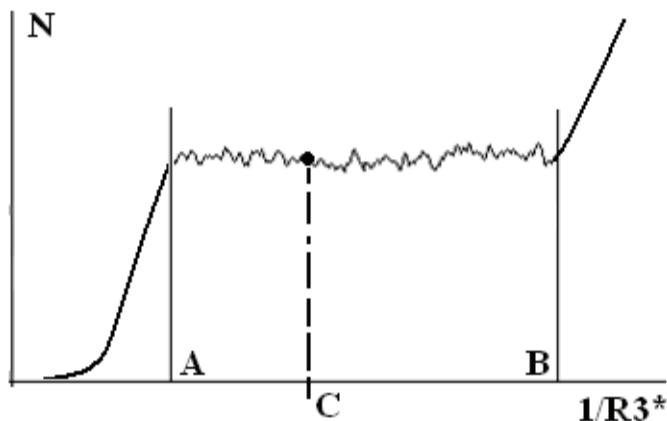


Рис. 3.6.3. Рабочая точка на плато счетной характеристики ФЭУ

При стабильном источнике излучения изменяют значение резистора R_3 , тем самым регулируя напряжение на аноде и динодах, и замеряют счет N на выходе канала ГК. Выбрав по рекомендациям производителя ФЭУ на плато рабочую точку, например C , определяют соответствующее рабочее значение R_3 .

Такой вид счетной характеристики ФЭУ объясняется следующим.

До точки A напряжение питания ФЭУ недостаточно для того, чтобы заставить все электроны, выбитые квантами света из катода, направиться к динодам. После точки B напряжение питания ФЭУ настолько велико, что оно и без участия квантов света «вырывает» из катода электроны и направляет их на диноды, т.е. формирует автоэмиссию.

В высокотемпературных скважинах автоэмиссия будет начинаться при меньшем напряжении питания, т.е. точка B будет сдвигаться влево. Поэтому, если нет рекомендаций производителя по установке рабочей точки, выбирают ее положение левее центра плато (т. C).

Конструкция модуля ГК

Главное требование к модулю ГК с точки зрения механических свойств – ударостойкость, поскольку при его неудачном исполнении при малейшем ударе стеклянный корпус фотоумножителя трескается в слабом месте, а именно – на стыке торцевых плоскостей кристалла $\text{NaI}(\text{Ta})$ и ФЭУ.

Для повышения надежности может быть использовано техническое решение, при котором кристалл и ФЭУ прижимаются друг к другу эластичной резиновой трубкой, обеспечивающей равномерное усилие по всем соприкасающимся поверхностям и уменьшающей их взаимное воздействие. Кроме того, в модуле ГК используют подпружиненный консольный способ крепления чувствительного узла к шасси скважинного прибора.

Пример конструкции модуля ГК показан выше (рис. 3.6.4):

- печатная плата электроники 1 с трансформатором 2;
- плата высоковольтного делителя 3;
- ФЭУ 4;
- кристалл $\text{NaI}(\text{Ta})$ 5, притянутый резиновой трубкой 6 к ФЭУ;
- пружина 7, обеспечивающая амортизацию свободного конца консоли.

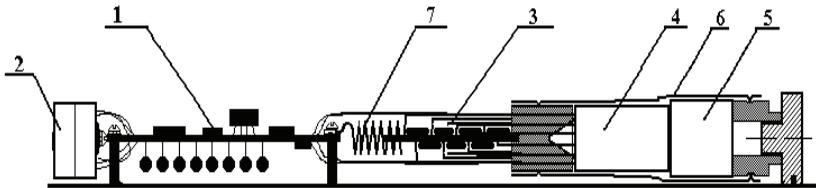


Рис. 3.6.4. Конструкция модуля ГК

Спектральный ГК-С

Спектральный гамма-картаж наряду с регистрацией суммарного сигнала ГК позволяет определить концентрацию радиоактивных элементов урана, тория и калия в изучаемой горной породе.

Упомянутые породы испускают излучение с характерными уровнями энергий: уран – 1,76 МэВ, торий – 2,62 МэВ и 40калий – 1,46 МэВ.

Следовательно, на выходе схемы ГК (VT3) будут появляться импульсы с различной амплитудой. И в модуле спектрального ГК к VT3 подключены три анализатора амплитуд, подсчитывающих количество соответствующих гамма-квантов: верхний счетчик подсчитывает интенсивность излучения тория, следующий – тория и урана, нижний – общую интенсивность (рис. 3.6.5).

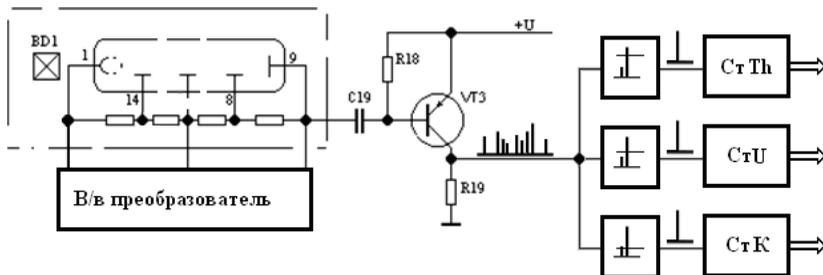


Рис. 3.6.5. Функциональная схема модуля ГК-С

В современной аппаратуре функции анализа и подсчета импульсов выполняют схемы, включающие в себя аналого-цифровой преобразователь АЦП и вычислитель. С помощью АЦП измеряют амплитуду принятого импульса, а вычислитель на основании этих расчетов высчитывает интенсивность каждого канала измерения. При этом количество энергетических каналов в спектре задается программно, и оно может достигать нескольких тысяч.

Вопросы для самопроверки

1. Почему в канале ГК не используется источник радиоактивного излучения?
2. Какие породы имеют повышенный уровень естественной радиации? Каким методом измерений можно определить наличие в породе источников повышенной радиации?
3. В чем преимущество сцинтилляционного канала измерения ГК перед каналом с газоразрядным детектором? Как это связано со скоростью проведения каротажа?
4. Для чего служит канал ГК в комплексной аппаратуре ГИС?
5. Как изменится вид характеристики преобразования ФЭУ при повышенной температуре окружающей среды?
6. Для чего служит метод спектрального гамма-каротажа?

3.7. Шумомер

Основы шумомерии

Скважинный шумомер предназначен для исследования акустических полей в нефтяных и газовых скважинах. Две основные задачи, решаемые методами шумомерии – это определение интервалов притока флюида в скважину и оценка его состава [8, 9].

Физические основы метода заключаются в следующем:

а) турбулентный поток создает вихри, интенсивность которых в звуковом диапазоне связана с мощностью потока; ламинарный поток в скважине при взаимодействии с элементами конструкции скважины и со скважинным флюидом также может создавать акустические колебания, интенсивность которых зависит от потока;

б) в спектре однокомпонентного потока преобладают высокочастотные составляющие, частота которых выше 3...5 кГц. Двухкомпонентный поток генерирует большой шум в низкочастотном диапазоне.

Так, на рисунке 3.7.1 показаны диаграмма шумомера с выхода полосового фильтра с центральной частотой 3 кГц (ADC) и диаграмма механического расходомера (Гц), представленные в крупном масштабе по глубине.

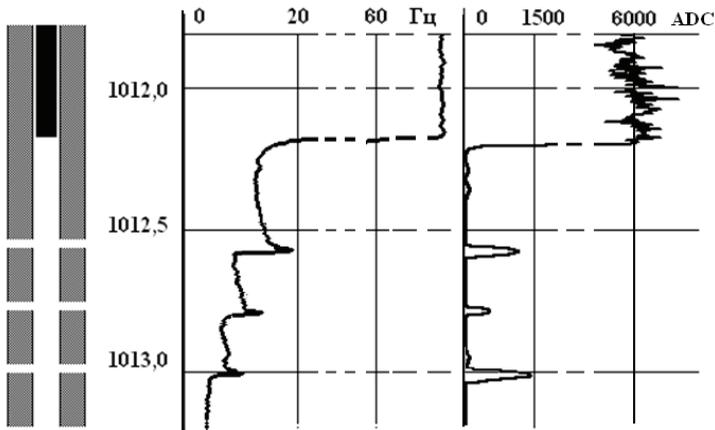


Рис. 3.7.1. Локальные аномалии шумограммы напротив перфорационных отверстий, зарегистрированные в скважине на Уренгойском месторождении

Видно, что в НКТ интенсивность шума очень велика, поскольку в трубе малого диаметра сформирован турбулентный поток.

В колонне скорость потока – мала, продольный ламинарный поток не создает завихрений даже на неровностях скважинного прибора. Резкие всплески шума были опознаны по магнитофонной акустической записи как краевые вихри, возникавшие от взаимодействия радиального потока газа из перфорационных отверстий с пьезодатчиком скважинного прибора, пересекавшего этот поток.

Доказательством того, что здесь проявился именно этот механизм формирования акустического сигнала, является и диаграмма расходомера.

Из диаграммы видно, что когда датчик прибора находится непосредственно над перфорационным отверстием, из него на турбинку попадает максимальный поток втекающего газа, резко и кратковременно повышая ее скорость вращения (рис. 3.7.1 – слева).

Результаты, полученные на этих испытаниях, показывают, что в колонне газовой эксплуатационной скважины даже при больших расходах в колонне присутствует ламинарный поток с малым уровнем шума. А наиболее сильные акустические сигналы создаются в основном взаимодействием потока с конструктивными элементами скважины и самого прибора.

Иная картина возникает, если в потоке газа появляется жидкость: вода или конденсат. Пример записи четырехканального шумомера и двух типов расходомеров в интервале двухкомпонентного притока Вуктыльской газоконденсатной скважины показан на планшете (рис. 3.7.2).

Видно, что механический расходомер РМ и термокондуктивный расходомер РТ выявляют наиболее мощный приток на глубине 3050 м. При этом три кривые акустических каналов, а именно: 0.3/80, 2/80 и 8/80 кГц, с возрастающей добротностью отмечают в этом месте приток флюида с большим содержанием газового компонента.

Исследования эксплуатационной скважины газоконденсатного месторождения восьмиканальным шумомером с полосовыми фильтрами 6 порядка, имеющих границы 0.25, 0.6, 1.2, 2.7, 5.9, 12.9, 28.3, 62.4 кГц, дали следующую информацию (рис. 3.7.3):

- акустическое поле, создаваемое газоконденсатным потоком в действующей скважине, имеет спектр в диапазоне не менее чем от 300...300 Гц до 50...60 кГц;
- максимальное значение величины акустического давления, зарегистрированное в процессе исследований в скважинах ВНКМ, составляет величину порядка 50 Па;
- в количественном соотношении радиальный поток создает акустическое поле на один-два порядка большей интенсивности, чем продольный.

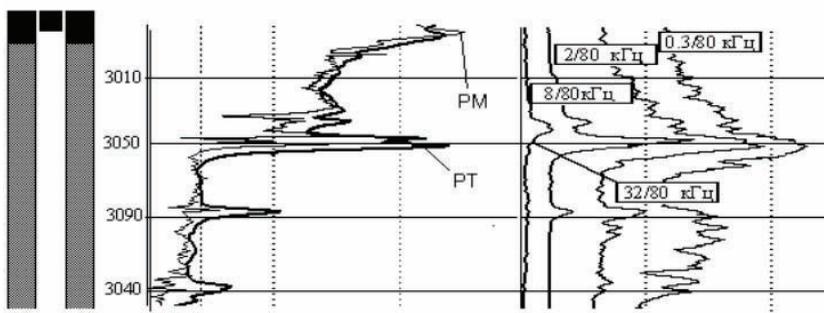


Рис. 3.7.2. Планшет ГИС в зоне притока (механический и термоанемометры, четыре канала шумомера)

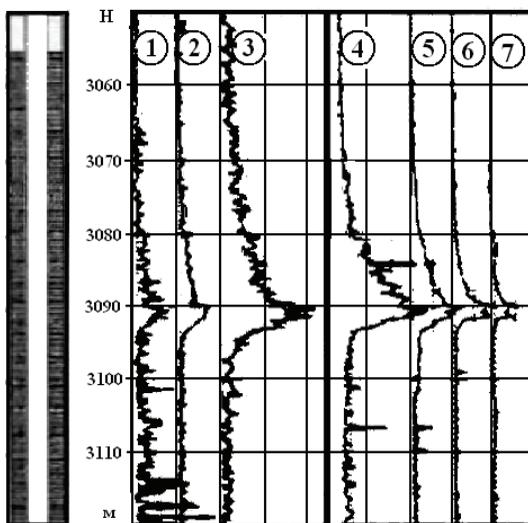


Рис. 3.7.3. Шумограммы в интервале перфорации на Вуктыльском ГКМ

Эти результаты подтверждают, что в условиях газоконденсатного месторождения существует зависимость между объемом притока газа в скважину и интенсивностью регистрируемого шума. Однако попытка выявить ее в формульном виде оказалась слишком сложной задачей из-за большого количества факторов, влияющих на образование акустических явлений в условиях добычи газоконденсатной смеси.

В то же время сравнительный анализ результатов испытаний подтвердил тезис о возможности выявления двухкомпонентного потока по увеличению уровня шума в низкочастотной (до 1–2 кГц) части спектра.

Устройство шумомера

В канале шумомера обычно установлены пьезоэлектрические сенсоры, которые преобразуют входные акустические сигналы в электрические, усилители и частотные фильтры.

В исследовательских шумомерах количество фильтров может достигать 12...16, но для решения практических задач можно использовать только два канала: широкополосный с диапазоном от 0,2...0,5 до 60...80 кГц и канал ВЧ с диапазоном от 5...8 до 80 кГц. Первый канал обеспечит выделение акустических аномалий по стволу скважины, а второй канал позволит оценить интенсивность шума в высокочастотном диапазоне, т.е. даст информацию о наличии/отсутствии двухфазного потока.

Конструктивно сенсор шумомера обычно выполняется в виде внешнего металлического защитного патрона, в котором расположен пьезодатчик. Патрон находится в блоке датчиков в нижней части скважинного прибора. В таком датчике акустический сигнал из окружающей среды сначала проходит в металл защитного патрона, потом – в заполняющую патрон жидкость, потом – в твердый материал пьезодатчика.

На пути звук внутри патрона дважды проходит границу раздела жидкой и твердой фазы, и при этом может теряться до 90% энергии сигнала. А если учесть, что информационные сигналы в скважине достаточно малы, применение датчика «сенсор в патроне» снижает достоверность и качество канала.

В аппаратуре СГДК канал акустического шумомера выполнен следующим образом.

Пьезосенсор 1 установлен непосредственно на печатной плате электронной схемы (рис. 3.7.4). Сенсор соединен звукопроводом 3 с защитным кожухом скважинного прибора 2. В качестве звукопровода используется пружина специальной формы, создающая надежный физический контакт и с сенсором, и с кожухом. Такое техническое решение позволило исключить из акустического канала связи сенсора с окружающей средой границы раздела жидкой и твердой сред, за счет чего повысилась чувствительность датчика.

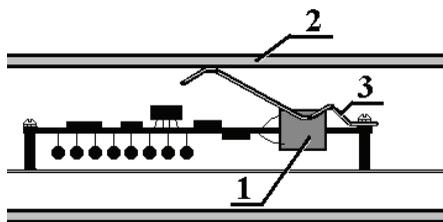


Рис. 3.7.4. Конструкция датчика шумомера в аппаратуре СГДК

Технология поточечной (пошаговой) регистрации шумомера

Регистрация акустического поля в скважине в процессе спуска/подъема приводит к появлению дополнительных неинформативных шумов, обусловленных скрежетом прибора и кабеля о стенку скважины, ударами грузов и прибора о неровности в муфтах. Для уменьшения этих помех на корпус прибора устанавливают резиновые акустические амортизаторы, обрезают грузы.

При решении задач поиска заколонных перетоков используют шумомеры с повышенной чувствительностью, а исследования проводят, используя технологию с поточечной регистрацией.

Технология включает в себя:

- а) пошаговый порядок перемещения прибора внутри скважины;
- б) программу обработки полученных результатов.

Порядок перемещения прибора.

Регистрация шумомера проводится по меткам времени 1...3 секунд на спуске с остановками на точках каждые 2...10 м. На

рисунке 3.7.5 показана временная диаграмма шумомера Ш, на которой шум движения резко выделяется по амплитуде, и диаграмма глубины спуска М, на которой остановки отмечены горизонтальными отрезками.

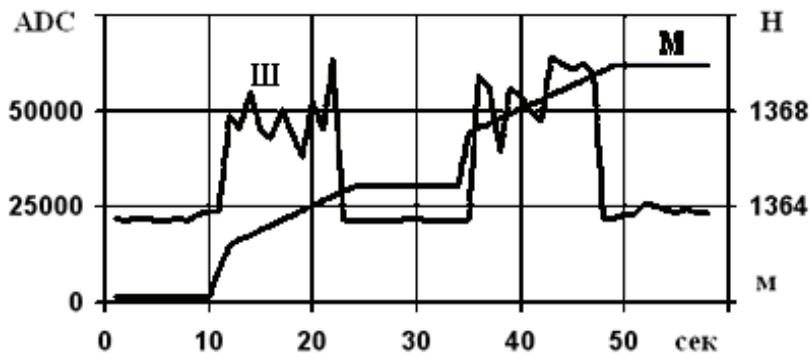


Рис. 3.7.5. Временная диаграмма данных ГИС канала шумомера и канала глубины

В программе обработки полученного файла (рис. 3.7.5) по диаграмме глубины выделяют участки остановок, т.е. строки файла с неизменной глубиной, где нет шумовых помех движения. Затем формируют выходной файл, где найденным точкам глубины ставят в соответствие данные каналов шумомера, усредненные на этих участках.

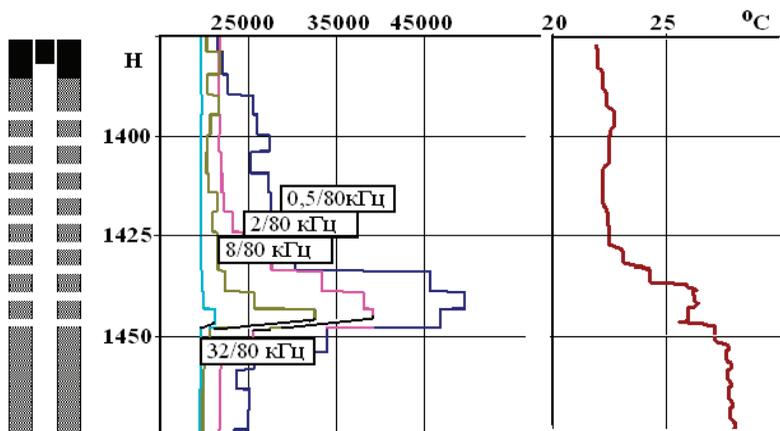


Рис. 3.7.6. 4 канала шумомера и термометр в газовой скважине

Полученные таким образом диаграммы в интервале притока газовой скважины показаны на планшете (рис. 3.7.6). Термометр отрицательной аномалией отметил интервал притока, шумомер рельефно выделил место наибольшего притока.

Вопросы для самопроверки

1. Что является источником шума в скважине, связанного с потоком?
2. В каких случаях шумомер может выполнять функции расходомера?
3. Что покажет шумомер в эксплуатационной газовой скважине при его движении вниз сначала по НКТ, затем – в перфорированной колонне?
4. Каким образом с помощью шумомера можно отличить однокомпонентный поток от многокомпонентного?
5. Как в диаграмме шумомера можно уменьшить шумы движения? Какие процессы являются источниками шума при движении прибора?

3.8. Магнитный локатор муфт

Принцип работы магнитного локатора муфт (ЛМ)

Основная функция локатора муфт – регистрация и контроль муфтовых соединений. Сигнал о наличии муфтового соединения выдается при прохождении прибором зазора между соседними трубами внутри муфты [13].

Рассмотрим конструкцию локатора муфт и процесс формирования выходного сигнала ЛМ (рис. 3.8.1).

В приборе, упираясь в крайние железные башмаки, встречно стоят магниты 3 и 4, между ними установлен индуктивный датчик: катушка W , намотанная на железном сердечнике, имеющем выступающие щечки. Если прибор лежит на стенке трубы 1, т.е. нет разрыва цепи магнитопроводов, то магнитные линии магнитов замыкаются в противоположных частях магнитной системы (рис. 3.8.1, *a*). При этом в магнитопроводе катушки магнитное поле отсутствует.

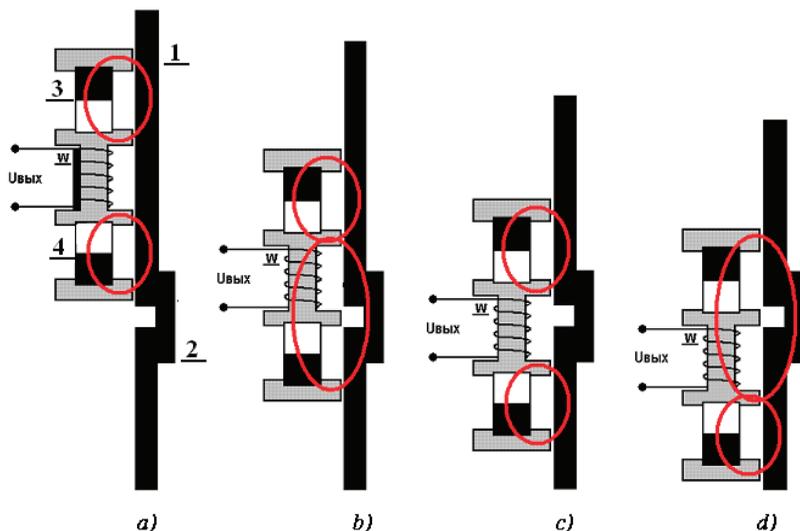


Рис. 3.8.1. Принцип работы магнитного локатора муфт

Когда первая щечка катушки проходит мимо зазора труб в муфтовом соединении 2 (рис. 3.8.1, *b*), создается разрыв цепи

нижнего магнитопровода, и магнитные линии перераспределяются на другую щечку. Затем щечка выходит из зазора, и магнитные линии возвращаются на прежнее место. Описанное изменение магнитного поля F формирует в катушке W электрический сигнал, пропорциональный скорости этого изменения $E = dF/dt$ (рис. 3.8.2_1).

Когда вторая щечка проходит мимо зазора, процесс зеркально повторяется, создавая сигнал 2. Суммируясь, сигналы 1 и 2 формируют узнаваемую двугорбую диаграмму (рис. 3.8.2_3).

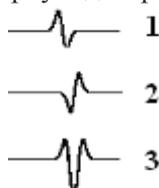


Рис. 3.8.2. Формирование сигнала датчиком ЛМ на муфтовом соединении

Амплитуда сигнала локатора муфт будет пропорциональна числу витков катушки, мощности магнитов, скорости движения прибора и зазору между трубами в муфте.

Последнее положение требует особого замечания.

Как следует из описания работы дифференциального локатора муфт, при отсутствии зазора между свинченными трубами сигнал локатора муфт будет слабым, или даже он будет отсутствовать. Это будет свидетельствовать об ослабленном муфтовом соединении, т.е. о возможности возникновения негерметичности колонны в данном месте.

Локатор муфт в комплексных приборах

При использовании локатора муфт в виде отдельного прибора, когда в качестве одного из проводов линии связи используется броня кабеля, в электрической цепи возникают помехи от ЭДС поляризации при движении металлического кабеля в электролитической среде (влажный флюид, соленая вода).

На сигнал от муфтового соединения накладываются шумовые помехи, а в момент входа прибора в воду сдвигается «ноль» диаграммы.

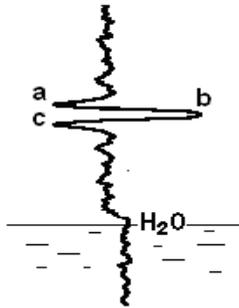


Рис. 3.8.3 Помехи на диаграммах прибора ЛМ-42

Это видно, например, на диаграммах прибора ЛМ-42, в котором сигнал с катушки непосредственно передается по кабелю на регистратор.

В комплексных скважинных приборах сигнал с катушки предварительно преобразуется в сигнал телесистемы, поэтому уровень помех в локаторе муфт значительно меньше. Отношение «сигнал/шум» доходит до 15:1 и более.

Работа магнитного локатора муфт в интервалах перфорации

При контроле перфорации результаты канала ЛМ могут оказаться абсолютно разными даже на соседних скважинах одного месторождения. Причиной регистрации слабого или сильного сигнала локатора муфт в продуктивном интервале может быть примененная техника и технология перфорации труб.

Например, если перфорация выполнена мощными зарядами, то перфорированный интервал имеет многочисленные нарушения стенок обсадной колонны (трещины, смятия), которые формируют в датчике локатора сигналы, резко отличающиеся от сигналов в неперфорированной трубе (рис. 3.8.4).

Напротив, при исследовании перфорации, сделанной современными шаблящими перфораторами, не нарушающими целостность труб и формирующими перфорационные отверстия очень малого диаметра (до 5 мм), сигналы локатора оказываются слабыми. Для этого случая работу локатора можно представить следующим образом.

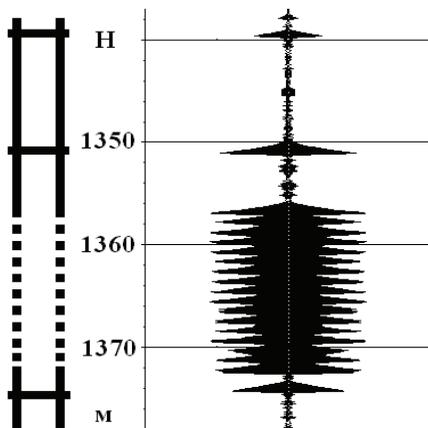


Рис. 3.8.4. Сигнал ЛМ в интервале перфорации с деформированной колонны

Если перфорационное отверстие находится непосредственно на пути датчика локатора (т.е. фактически под ним), а ширина щечки катушки меньше диаметра перфорационного отверстия, то цепь магнитопровода разрывается, и в датчике формируется сильный сигнал. Если же ширина щечки катушки больше диаметра перфорационного отверстия, то металл стенки трубы, окружающий отверстие, шунтирует его, цепь магнитопровода не разрывается, и сигнал в локаторе либо формируется слабым, либо вообще отсутствует.

Кроме того, уровень сигналов в интервалах перфорации зависит от конструкции примененного перфоратора.

Если перфорация проведена односторонним перфоратором, и перфорационные отверстия расположены на противоположной стенке трубы, то магнитный локатор может вообще не заметить ни одного перфорационного отверстия, и интервал перфорации не будет отбит. Понятно, что при 180-градусной фазировке зарядов половину зарядов локатор отметит, и интервал перфорации будет хорошо выделяться на диаграмме. То же относится и к случаю 60- или 90-градусной фазировки зарядов.

Уровень сигнала ЛМ связан с состоянием скважинной колонны. Образующиеся в процессе эксплуатации наросты (парафин, асфальтены) могут отодвигать прибор от магнитопровода, т.е. от

железной трубы, ослабляя полезный сигнал. Для исключения этого необходимо проводить предварительное шаблонирование скважины.

В сложных случаях для улучшения отношения «сигнал/шум» необходимо использовать статистические методы, проводя регистрацию диаграмм несколько раз. Результирующая информация должна быть получена суммированием полученных диаграмм.

На планшете (рис. 3.8.5) приведены результаты проверки прострела двух технологических отверстий на глубинах 1796 и 1797 м диаметром 8...9 мм.

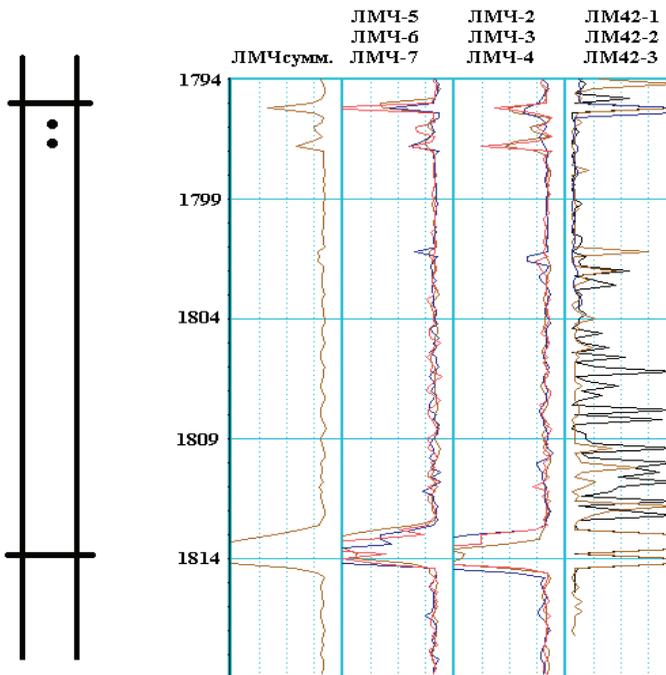


Рис. 3.8.5. Локация двух технологических отверстий

Семь исследований локатором повышенной чувствительности ЛМЧ были проведены через месяц после перфорации. Первым проходом проводилось шаблонирование скважины.

Показаны диаграммы шести замеров ЛМЧ2...ЛМЧ7 и их суммарная диаграмма. На суммарной диаграмме ЛМЧ сумм на заданных глубинах четко выделяются оба отверстия.

Стандартный прибор ЛМ-42 отдельные отверстия не смог выделить.

Локатор муфт на переменном магнитном поле ЛМП

Локатор муфт с постоянными магнитами формирует сигнал только во время движения прибора. Если использовать переменное магнитное поле, то прибор становится чувствителен к муфтам и на стоянке.

Конструкция локатора муфт на переменном магнитном поле (ЛМП) (рис. 3.8.6) аналогична конструкции локатора муфт с постоянным магнитным полем, только вместо постоянных магнитов установлены две катушки, на которые взаимно встречно подано переменное напряжение.

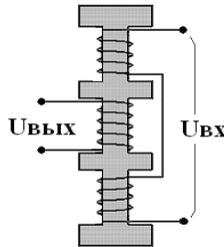


Рис. 3.8.6. Конструкция датчика ЛМП

Амплитуда сигнала $U_{вых}$ будет пропорциональна амплитуде сигнала $U_{вх}$, соотношению витков питающих и выходной катушек и зазору между трубами в муфте вне зависимости от скорости движения.

Результаты испытаний ЛМП, выполненного на основе стандартных катушек ЛМ-42, показаны ниже. В качестве сигнала $U_{вх}$ использовался меандр, частота которого равна 1 кГц.

На планшете (рис. 3.8.7) показана типичная диаграмма, полученная при пошаговом прохождении прибором муфтового соединения двух труб внутренним диаметром 62 мм.

На планшете (рис. 3.8.8) показаны совмещенные диаграммы ЛМП-42 трех испытаний, полученные при различных расстояниях до стенки трубы ΔR .

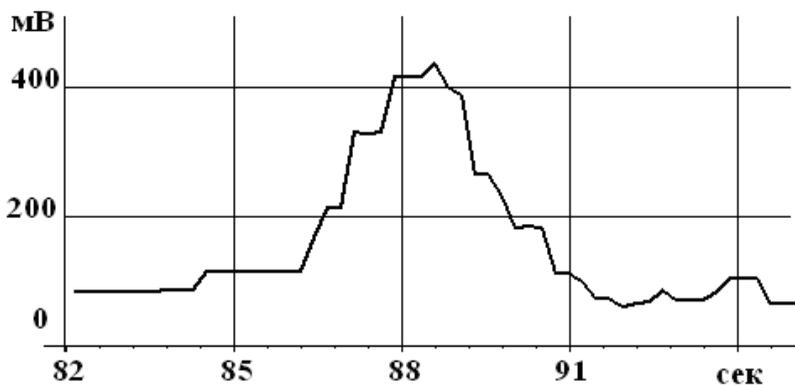


Рис. 3.8.7. Диаграмма датчика ЛМП

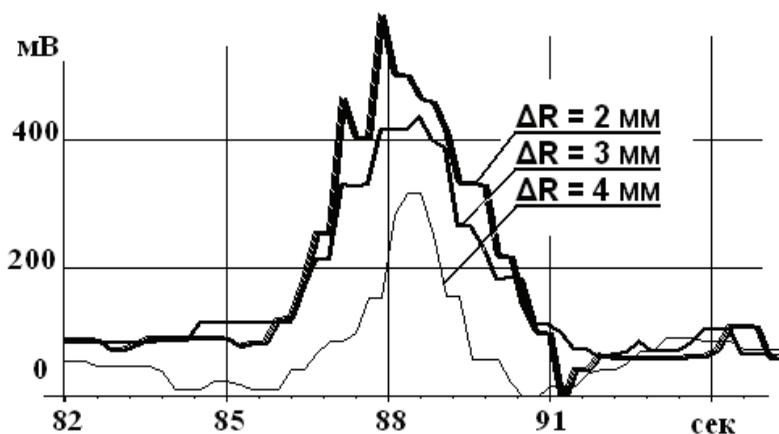


Рис. 3.8.8. Диаграммы датчика ЛМП, снятые при различных расстояниях до стенки трубы ΔR

Испытания показали, что ЛМП регистрирует муфты с отношением сигнал/шум не менее 5:1 при увеличении ΔR до 4 мм. Такой режим исследований используется при пошаговой технологии проведения ГИС (например, в процессе использования шумомера при поиске перетоков).

Один из вариантов ЛМП использован в аппаратуре «ГРАНИТ».

Вопросы для самопроверки

1. В каких скважинах прибор ЛМ неработоспособен?
2. Как зависит амплитуда сигнала ЛМ от скорости движения прибора в скважине?
3. Как статистические методы повышают отношение «сигнал/шум» в канале ЛМ?
4. Почему в вертикальных скважинах на некоторых интервалах могут отсутствовать сигналы ЛМ?
5. От чего зависит чувствительность локатора муфт? От чего в скважине может ухудшиться его чувствительность?
6. Почему нельзя применять в ЛМ сверхсильные магниты?

3.9. Термоанемометр

Принцип работы термоанемометра

Работа термоанемометра основана на эффекте охлаждения нагретого объекта потоком флюида [3, 7, 14].

Для термоанемометра, датчик которого выполнен в виде нити, перпендикулярно расположенной к направлению движения потока и нагреваемой электрическим током, основным уравнением является уравнение теплового баланса. Физический смысл уравнения состоит в том, что количество теплоты $Q_{\text{вх}}$, поступающей к преобразователю, равно количеству отдаваемой теплоты. В общем случае эта формула выглядит следующим образом

$$Q_{\text{вх}} = Q_n + Q_{\text{ср}} + Q_{\text{конв}} + Q_{\text{изл}}, \quad (3.9.1)$$

где Q_n – тепловой поток за счет теплопроводности через сам датчик;

$Q_{\text{ср}}$ – тепловой поток за счет теплопроводности в окружающую среду;

$Q_{\text{конв}}$ – тепловой поток за счет конвекции;

$Q_{\text{изл}}$ – тепловой поток за счет теплового излучения.

При изменении условий взаимодействия термоанемометра со средой, например при увеличении скорости потока, соответственно увеличивается величина теплового потока $Q_{\text{ср}}$, что приводит к уменьшению Q_n т.е. уменьшению температуры датчика.

В связи со специфическими условиями (высокое давление, электропроводящая окружающая среда и пр.) использовать открытую нагреваемую нить в условиях скважины невозможно, и скважинные термоанемометры выполняются в виде сложной конструкции, включающей нагреватель и термометр, которые помещены в единый защитный металлический корпус, причем нагреватель находится выше термометра. На планшете (рис. 3.9.1) показан один из вариантов конструкции датчика.

Датчик скважинного термоанемометра имеет форму объемного цилиндра, расположенного вдоль потока. Нагреватель и термодатчик помещены внутрь защитного кожуха и пространственно разнесены. Тепловой контакт между ними осуществляется те-

плопроводящим элементом, роль которого осуществляет кожух. В качестве термочувствительного элемента в данном датчике термоанемометра использован полупроводниковый диод, который впаян в дно защитного кожуха. Используются также фольговые терморезисторы, установленные в нижней части датчика и имеющие хороший тепловой контакт с кожухом.

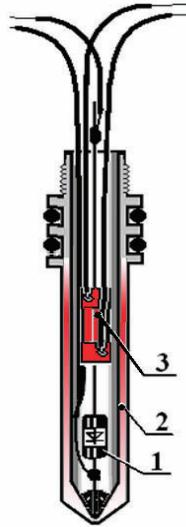


Рис. 3.9.1. Конструкция скважинного термоанемометра СГДК:
 1 – термочувствительный элемент (полупроводниковый диод); 2 – защитный кожух; 3 – нагреватель

Такая конструкция в максимальной степени обеспечивает передачу тепла от нагревателя к датчику по защитному кожуху, который подвергается воздействию охлаждения потоком.

Лабораторные и скважинные испытания показали, что для датчиков, в которых измеряется снос тепла с нагретого участка кожуха, влияние составляющей Q_{cp} уравнения становится преобладающим. Это линеаризует характеристику преобразования датчика по отношению именно к скорости потока.

Для практического использования удобен параметр СТА (степень охлаждения термоанемометра):

$$СТА = K1/(TA-T) + K2, \quad (3.9.2)$$

где TA – температура термоанемометра;

T – температура термометра;

$K1$ и $K2$ – конструктивные константы.

Рост скорости потока параметр СТА отмечает увеличением своих значений. Величина СТА растет и в случае перехода датчика в среду, где его охлаждение улучшается (например, при переходе из газа в воду). Изменение направления потока с продольного на поперечное также приводит к увеличению параметра СТА.

Лабораторные испытания термоанемометра описанной конструкции, предназначенного для газовых скважин, показали, что при определенных условиях параметр СТА пропорционален скорости потока.

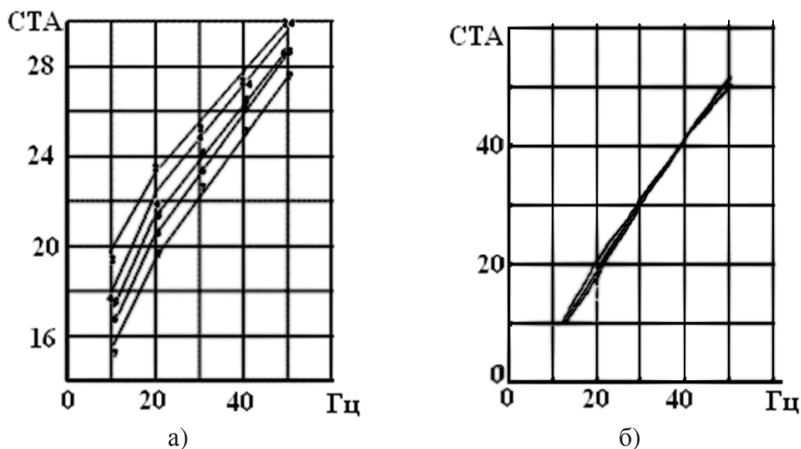


Рис. 3.9.2. Расчетные диаграммы СТА и показания турбинного расходомера $G_{ц}$:

а) для различных значений температуры окружающей среды; б) с введенной поправкой по температуре

Испытания проводились на испытательном стенде. При проведении этих испытаний снимались показания термометра T , термоанемометра TA и турбинного расходомера ($G_{ц}$) при различных значениях скорости потока воздуха для разных значений температуры окружающей среды.

На планшете (рис. 3.9.2 а) приведены диаграммы параметра «степень охлаждения датчика термоанемометра» СТА, для различных значений температуры рассчитанных по формуле (3.9.2).

Нормализованные показания СТА с учетом коррекции по температуре, показанные на планшете (рис. 3.9.2, б) совпадают с показаниями турбинного расходомера в диапазоне от 10...45 Гц. Это позволяет в ряде случаев использовать термоанемометр в качестве расходомера. Например, в скважинах с выносом песка, где работа механического анемометра затруднена, в скважинах, где на стенках колонны имеются грязевые или парафиновые наросты, останавливающие вращение турбинки механического датчика скорости.

Измерения расхода термоанемометром в скважинах

Результаты ГИС в газовой скважине с малым содержанием жидкой фазы показаны на планшете (рис. 3.9.3).

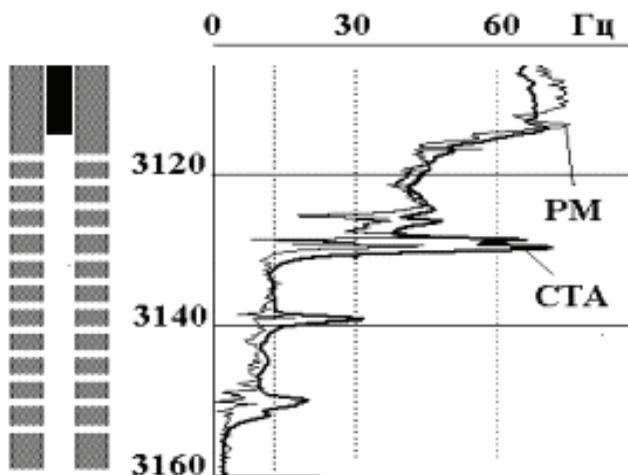


Рис. 3.9.3. Расчетные диаграммы СТА и показания турбинного расходомера РМ в зоне перфорации газовой скважины

Видно, что оба расходомера (нормализованный параметр СТА термоанемометра и турбинный механический расходомер РМ) практически одинаковыми значениями отмечают значения скорости потока во всем интервале притока. Это означает, что при данных скважинных условиях диапазон применимости линейной формулы (3.9.2) для термоанемометра начинается от нуля.

Отметим, что весьма полезной особенностью диаграмм СТА является то, что интервалы притока рельефно проявляются из-за входящих в скважину радиальных потоков газа. Это позволяет определить их границы, что часто невозможно сделать другими методами.

На планшете (рис. 3.9.4) показаны диаграммы РМ (4 замера) и параметра СТА (2 замера), зарегистрированные при закачке на ПХГ в зоне фильтра. Видно, что поведение диаграмм обоих каналов в основном совпадает.

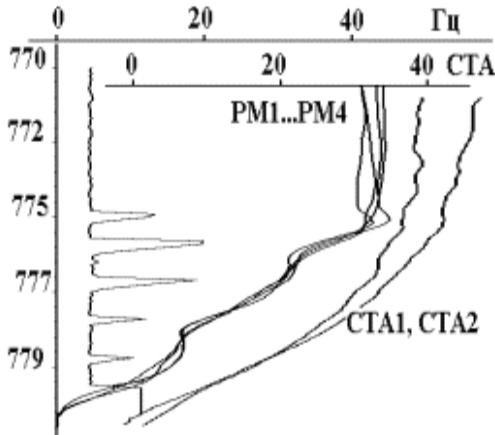


Рис. 3.9.4. Диаграммы механического (РМ) и термокондуктивного (СТА) анемометров в зоне фильтра газовой скважины ПХГ при закачке

Другие задачи, решаемые термоанемометром в скважинах

В скважинах с многофазным флюидом значение расчетного параметра СТА будет зависеть не только, и даже не столько от скорости потока, но и от других охлаждающих факторов. Тем не менее это не запрещает использование формулы (3.9.2) для представления информации на скважинных планшетах, где безразмерный параметр СТА (степень охлаждения термоанемометра) отражает тепловые свойства флюида.

На планшете (рис. 3.9.5) показано поведение параметра СТА в скважине с трехфазным заполнением. Параметр СТА четко выделил среды с разными охлаждающими свойствами и совместно с рассчитанной по манометру плотностью и показаниями влагоме-

ра (на диаграмме не даны) подтвердил, что в скважине находятся: газ – диэлектрик (метанол) – вода.

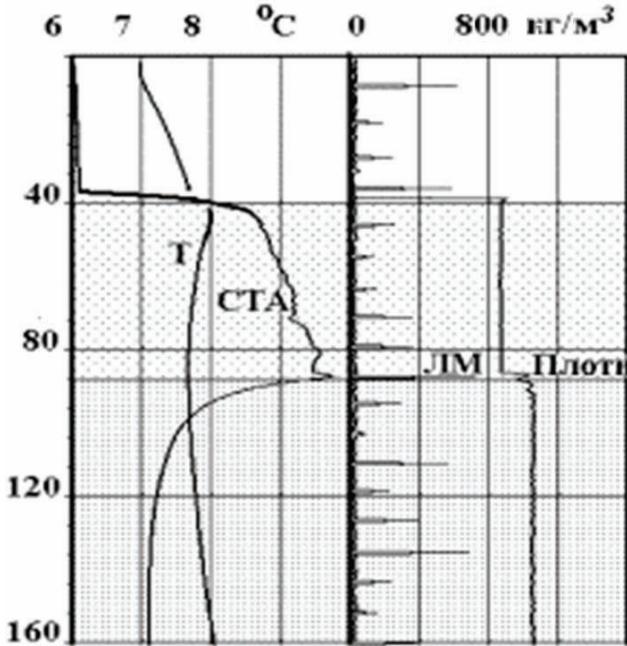


Рис. 3.9.5. Флюид в скважине: газ – метанол – вода

Термоанемометр используется при решении нестандартных задач, например, для проведения научных и практических работ по контролю малых потоков: при поиске перетоков в скважине, утечек по негерметичностям.

На планшете (рис. 3.9.6) показана временная диаграмма СТА, снятая в НКТ остановленной газовой скважины на уровне башмака при открытии межтрубья. Исследование было проведено с целью доказательства негерметичности НКТ.

Поскольку в данном случае было необходимо достоверно выявить очень малое значение скорости потока, то потребовался эффективный термоанемометр с малой мощностью нагрева, чтобы он не влиял на датчик термометра. Таким требованиям удовлетворил термоанемометр, имеющий мощность 0,5 Вт.

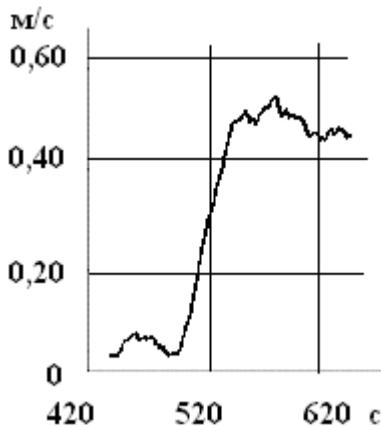


Рис. 3.9.6. Временная диаграмма параметра СТА при открытии межтрубья в остановленной газовой скважине

На диаграмме видно, что до 500 секунды, пока скважина была остановлена, показания СТА были малы и относительно стабильны. Вариация скорости² по СТА не превышала 0,1 м/с.

После открытия межтрубья скорость потока возросла до 0,6 м/с, что доказало, что поток газа через башмак входил в НКТ, поднимался вверх и через отверстие в НКТ уходил в межтрубье.

Хотя параметр СТА и является дополнительным, но на планшете (рис. 3.9.7) наглядно проявляется его высокая информативность.

В скважине, начиная с глубины 560 м, стоит столб конденсата. На глубине 520 м через негерметичную муфту в конденсат из межтрубья входит газ. По диаграмме манометра была рассчитана плотность флюида, которая показала, что выше негерметичности объемное соотношение газа и конденсата составляет 1:10. Эти 10% газа, поднимающиеся вверх, создали перемешивание конденсата, достаточное для информативного охлаждения датчика термоанемометра.

Заметим при этом, что негерметичное отверстие находилось далеко от линии движения скважинного прибора, т.к. СТА не отметил радиальную составляющую входящего потока газа.

² Градуировка СТА по скорости проводилась во время спуска прибора до места исследований.

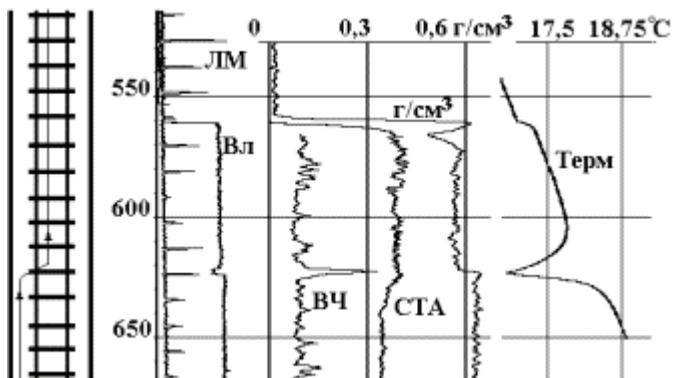


Рис. 3.9.7. Планшет определения негерметичности муфты колонны НКТ, заполненной конденсатом

Вопросы для самопроверки

1. Почему в интервалах притока показания термоанемометра имеют резкие «всплески»?
2. Что покажет термоанемометр в добывающей двухпластовой обводненной скважине?
3. Что покажет термоанемометр в однопластовой нагнетательной скважине?
4. Какая диаграмма должна быть у термоанемометра в интервале притока газа в газовую скважину? В интервале притока нефти в нефтяную скважину?
5. Каков принцип работы термоанемометра?

3.10. Резистивиметр

Датчик двухкатушечного индукционного резистивиметра

Канал резистивиметра предназначен для измерения удельного электрического сопротивления жидкости, заполняющей ствол скважины. Знание удельного электрического сопротивления бурового раствора необходимо для установления места притока воды в скважину, определения степени минерализации воды и др.

В зависимости от задач в аппаратуре может использоваться бесконтактный метод измерения сопротивления или контактный.

На фигуре (рис. 3.10.1) показано построение датчика бесконтактного индукционного резистивиметра типа РИС-42 [11]. Принцип его работы следующий.

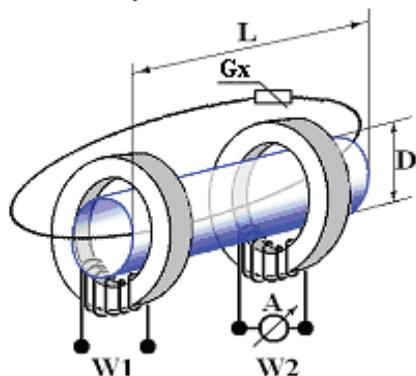


Рис. 3.10.1. Двухкатушечный индукционный резистивиметр

Снаружи диэлектрической трубки длиной L и диаметром D установлены два кольцевых магнитопровода с катушками $W1$ и $W2$. Эта конструкция герметично закреплена внутри металлического цилиндрического защитного корпуса (на рисунке не показан).

Сквозь диэлектрическую трубку протекает исследуемая жидкость, формируя измерительную «катушку» из одного витка, включающего объем флюида внутри трубки с измеряемой проводимостью G_x , и проводящий металлический защитный корпус, который имеет пренебрежимо малое сопротивление. Измерительный виток проходит сквозь оба магнитопровода.

На первую катушку подано переменное напряжение U_{W1} , при этом через измерительный виток протекает ток $I_{ИЗМ} = U_{W1} \cdot G_X / W1$. Этот ток, протекая сквозь второй магнитопровод, в свою очередь, вызывает протекание в катушке $W2$ тока $I_{W2} = I_{ИЗМ} \cdot W2$, который измеряется амперметром А.

Обычно катушки $W1$ и $W2$ выполняются одинаковыми, и при этом выходной ток датчика определяется по формуле:

$$I_A = I_{W2} = U_{W1} \cdot G_X.$$

Учитывая, что:

$$G_X = g_\phi \cdot (\pi D^2 / 4) / L = g_\phi \cdot K_{LD}, \quad (3.10.1)$$

где G_X – проводимость флюида в измерительной трубке;

K_{LD} – конструктивный коэффициент;

g_ϕ – удельная проводимость флюида, получаем:

$$g_\phi = I_A / (U_{W1} \cdot K_{LD}). \quad (3.10.2)$$

Иными словами, с помощью двух трансформаторов объем флюида, находящийся в измерительном объеме (диэлектрической трубке LD), преобразуется в эквивалентную проводимость G_X , значение которой определяется по закону Ома.

Датчик однокатушечного резистивиметра

Если в датчике задействована только одна катушка, то используется режим однокатушечного резистивиметра (рис. 3.10.2).

Такой резистивиметр работает следующим образом.

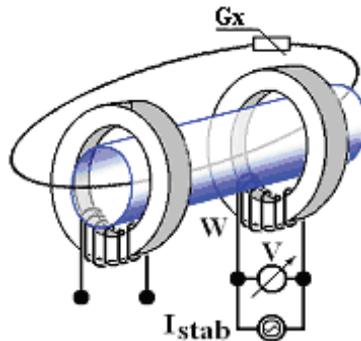


Рис. 3.10.2. Однокатушечный индукционный резистивиметр

В катушку W подается стабилизированный ток I_{stab} , вольтметром V на ней же измеряется напряжение U_W и рассчитывается проводимость нагрузки G_X во вторичной цепи (измерительном витке)

$$G_X = I_{stab} \cdot W / U_W. \quad (3.10.3)$$

Учитывая (3.10.1), получаем:

$$g_\phi = (I_{stab} / U_W) \cdot W / K_{LD}. \quad (3.10.4)$$

Контактный резистивиметр

В контактном резистивиметре (рис. 3.10.3) измерительный канал образован металлическим защитным кожухом 1, внутренняя поверхность которого покрыта изолятором 2. Исследуемый флюид втекает в открытый вход канала и вытекает в окна 6, находящиеся на его противоположном краю.

Кожух является первым заземленным электродом.

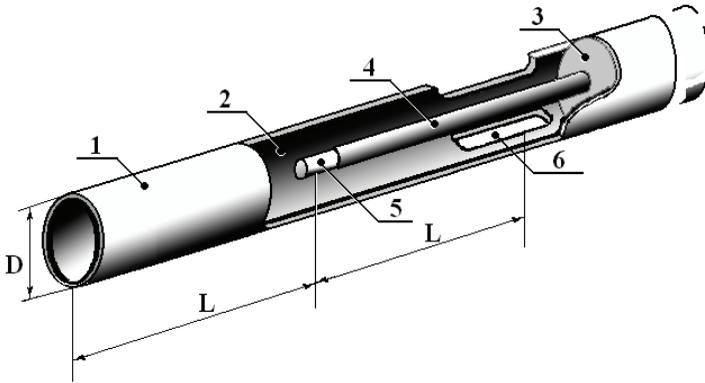


Рис. 3.10.3. Контактный резистивиметр

Второй электрод concentrically installed in the sensor block 3.

Электрод по всей длине покрыт изолятором 4, его крайняя часть 5 свободна от изоляции, находится в середине трубки измерительного канала и служит рабочим контактом. При измерениях переменный (или импульсный) измерительный ток от рабочего контакта проходит из середины канала в обе стороны и замыкается на заземленный второй электрод. Схема включения контактного резистивиметра приведена на фигуре (рис. 3.10.4).

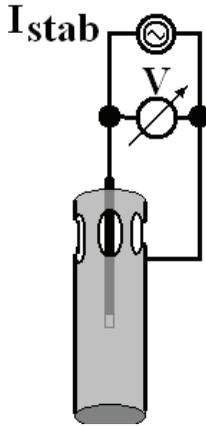


Рис. 3.10.4. Схема включения контактного резистивиметра

На планшете (рис. 3.10.5) показаны диаграммы ГИС действующей нефтяной скважины в зоне притока.

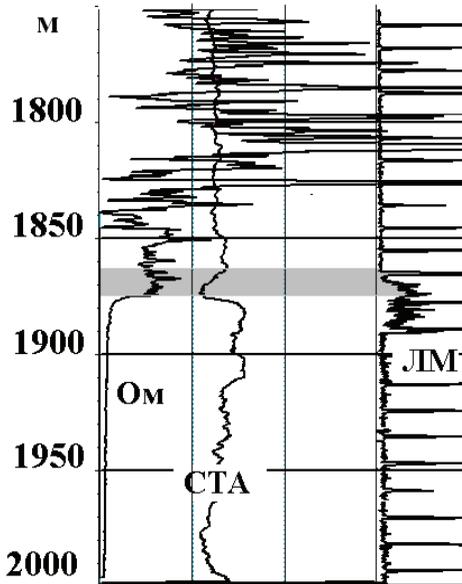


Рис. 3.10.5. Диаграмма резистивиметра (Ом) в нефтяной скважине

Контактный резистивиметр Ом (приведены результаты измерений без сглаживания) показал хорошо выраженное изменение сопротивления флюида в верхней части интервала притока

1866–1886 м. Уменьшение значения параметра СТА с глубиной в диапазоне от 1860 до 1875 м подтверждает приток нефти.

Локатор муфт показал в этом месте наличие перфорации.

Вопросы для самопроверки

1. В каких единицах измеряется удельная проводимость?
2. Где удельная проводимость воды выше: на забое или в интервале притока? Почему?
3. Почему в скважинных резистивиметрах при измерениях удельной проводимости используется только переменный ток?
4. По какой формуле можно определить удельную проводимость при измерениях контактным резистивиметром?
5. Почему резистивиметр крайне желательно устанавливать открытым входом измерительной трубки навстречу потоку?

3.11. Нейтронный гамма-каротаж НГК

Принцип измерений

Аппаратура НГК измеряет интенсивность гамма-излучений, возникающих в процессе поглощения нейтронов в горных породах при их облучении внешним источником.

Скважинный прибор НГК включает в себя источник нейтронов, детектор гамма-квантов, расположенный на заданном расстоянии (на длине зонда) от источника, схему измерения счета детектора гамма-квантов и модуль ГК.

Построение схемы преобразователя гамма-квантов и его конструкция аналогичны схеме и конструкции модуля ГК.

Общая интенсивность гамма-излучения, регистрируемая при НГК, складывается из трех компонент:

- 1) гамма-излучение породы (радиационное или вторичное);
- 2) прямое гамма-излучение источника нейтронов;
- 3) естественное гамма-излучение.

Информативным является гамма-излучение породы, поэтому остальные составляющие потока гамма-квантов уменьшаются до минимума: прямое гамма-излучение источника нейтронов экранируется установкой между ним и детектором свинцового экрана, естественное гамма-излучение измеряется модулем ГК и вычитается из счета НГК.

Измеряемые параметры

По нейтронным свойствам осадочные горные породы можно разделить на две группы – большого и малого водородосодержания.

При измерениях зондами большой длины ($L \geq 40$ см) на диаграммах НГК первые отмечаются низкими показаниями радиационного гамма-излучения. Вторые – высокими.

Кроме того, существует особенность метода НГК, заключающаяся в том, что высокая минерализация (хлоросодержание) пластовой воды повышает интенсивность гамма-излучения радиационного захвата, что позволяет установить положение водонефтяного контакта по НГК. Дело в том, что хлор, обладая примерно в

100 раз большим сечением захвата тепловых нейтронов, чем основные породообразующие элементы, испускает около 3 γ -квантов на один захваченный нейтрон. Это повышает показания НГК против части коллектора, насыщенного высокоминерализованной водой. Эти возможности позволяют, анализируя временные диаграммы НГК, следить за изменением обводненности пластов, например, в газовых скважинах.

Для приведения к общему масштабу полученных разновременных диаграмм НГК используют их нормирование.

Нормирование или расчет «двойного разностного параметра Δ' » производится вычислением для каждой точки J_x' диаграммы НГК или для характерных точек их относительных значений по отношению к разности значений в опорных точках

$$\Delta' = (J_x' - J_{min}) / (J_{max} - J_{min}),$$

где J_{max} и J_{min} – показания приборов в опорных пластах, характеристики которых во времени не изменяются.

Тогда расчетный параметр Δ' для любого результата измерений будет измеряться в единых условных единицах. Соответственно, все точки кросс-плота, построенного на основе обработанных диаграмм, должны стремиться к прямой линии $y = x$, если в разрезе скважины ничего не изменилось.

Если же содержание газа или воды в некоторых пластах изменилось, то точки кросс-плота, соответствующие этим пластам, «выпадут» из зоны дисперсии (рис. 3.11.1).

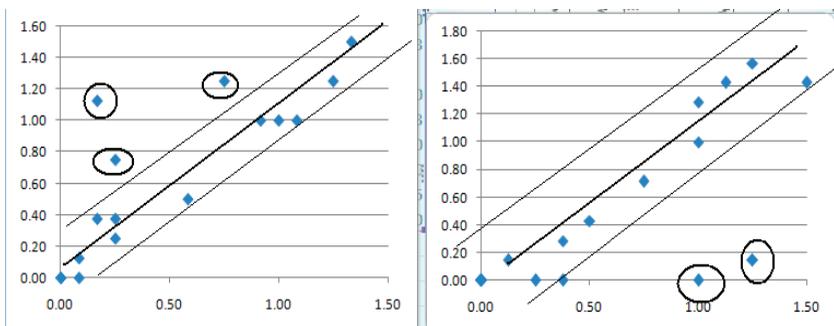


Рис. 3.11.1. Два кросс-плота обработки трех замеров НГК

Вопросы для самопроверки

1. Какие правила существуют при работе с источником радиоактивности?
2. В чем измеряется «двойной разностный параметр»?
3. Объясните принцип работы метода НГК.

3.12. Импульсный нейтронный каротаж ИНК

Принцип работы приборов ИНК

При импульсном нейтронном каротаже изучаются нестационарные нейтронные и гамма-поля. Для проведения ИНК используют аппаратуру, в которой имеется генератор нейтронов, формирующий кратковременные потоки быстрых нейтронов с энергией 14 МэВ, и устанавливаемый на некотором расстоянии от него (на длине зонда $L = 30 \dots 40$ см) детектор тепловых нейтронов или γ -квантов.

Соответственно, различают импульсный нейтрон-нейтронный каротаж (ИННК) и импульсный нейтронный гамма-каротаж (ИНГК).

Функциональная схема аппаратуры показана на фигуре (рис. 3.12.1).

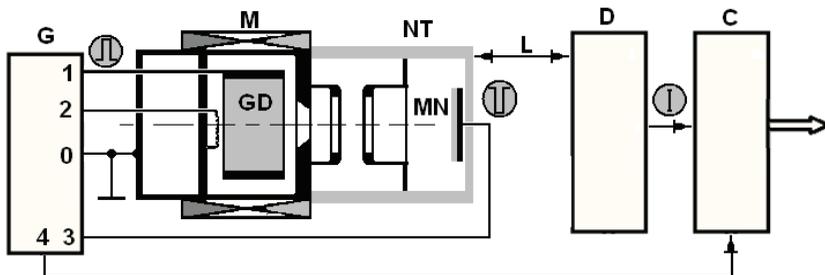


Рис. 3.12.1. Функциональная схема аппаратуры ИНК

В аппаратуре установлены:

- нейтронная трубка NT, наполненная дейтерием [12];
- генератор питания G нейтронной трубки;
- детектор D тепловых нейтронов или γ -квантов;
- вычислитель (компьютер) С.

Аппаратура работает следующим образом.

Генератор питания нейтронной трубки вырабатывает постоянное напряжение накала катода (вывод 2), который эмиссирует электроны. При подаче импульсного напряжения (вывод 1) на анод включается генератор дейтронов (ионов дейтерия) GD. Ионизация дейтерия осуществляется эмиссированными электрона-

ми, причем для повышения эффективности ионизации электроны перемещаются по спиральным траекториям под действием продольного магнитного поля, образованного магнитом М.

С вывода 3 на мишень MN подается импульсное отрицательное или переменное напряжение. Под действием создаваемого электрического поля положительно заряженные дейтроны ускоряются и, пройдя сквозь фокусирующую систему, бомбардируют мишень из циркония или титана, насыщенную тритием, генерируя излучаемые нейтроны. Электроны при этом не выходят из объема генератора дейтронов и совершают внутри цилиндрического анода колебательные движения, ионизирующие дейтерий.

Генератор нейтронов работает в импульсном режиме с частотой следования импульсов от 10 до 500 Гц. Длительность каждого импульса около 1 мкс.

После окончания импульса нейтронов N_n через заданные интервалы времени $t_3(i)$ (время задержки) детектор D и вычислитель С на протяжении времени Δt (окно временного анализатора) подсчитывают количества $J(t)$ тепловых нейтронов или гамма-квантов радиационного захвата, пришедших из породы (рис. 3.12.2).

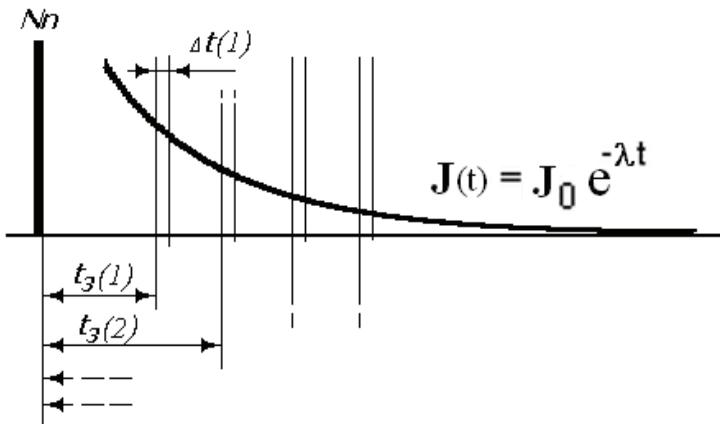


Рис. 3.12.2. Временная диаграмма работы аппаратуры ИНК

Параметр «временной декремент» λ , вычисляемый по данным импульсного нейтронного метода, является логарифмическим декрементом математической формулы экспоненциального от-

клика $J(t)$ окружающей породы на импульсное воздействие пучка нейтронов:

$$J(t) = J_0 \cdot e^{-\lambda \cdot t}, \quad (3.12.1)$$

откуда:

$$\text{Ln}(J(t)) - \text{Ln}(J_0) = -\lambda \cdot t. \quad (3.12.2)$$

Поскольку выражение (3.12.2) описывает прямую линию, то решая графически в координатах $\{\text{ln}(J(t)), t\}$ систему уравнений, например, для четырех точек, получим значение $\lambda n = 2,539$ (рис. 3.12.3).

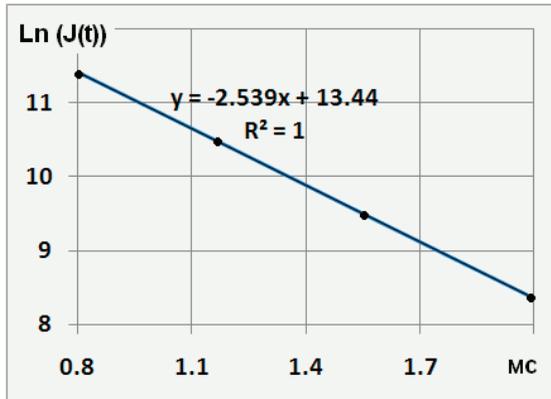


Рис. 3.12.3. Расчет временного декремента по данным ИНК

Имея для исследуемого пласта значение временного декремента λ , по известной формуле:

$$\lambda n = 100 \cdot (\lambda_{ск} \cdot (1 - K_n) + K_n \cdot (\lambda_n \cdot K_n + \lambda_v \cdot (1 - K_n))),$$

используя известные значения параметров скелета $\lambda_{ск}$, нефти λ_n , коэффициента пористости K_n , рассчитывают коэффициент нефтенасыщенности K_n .

Графический расчет

Графические палетки³ применяются для предварительной оценки ожидаемых результатов, для расчетов с использованием

³ Здесь палетки представляют собой семейство графиков линий, построенных на основе нескольких вариантов исходных данных.

зависимостей, имеющих только графическое выражение, для обработки информации, которая берется непосредственно с диаграмм, записанных аппаратурой в виде кривых.

Например, в данном случае можно построить палетку для расчета значений K_n по известным геологическим данным исследуемого пласта, т.е. по $\lambda_{ск}$ и выбранным нами значениям K_n , равных 0, 20, 40, 60, 80, 100 %. Затем, задав исходные значения $K_n = 0,2$ и найденное $\lambda = 2,54 \text{ мс}^{-1}$, получаем $K_n = 79\%$.

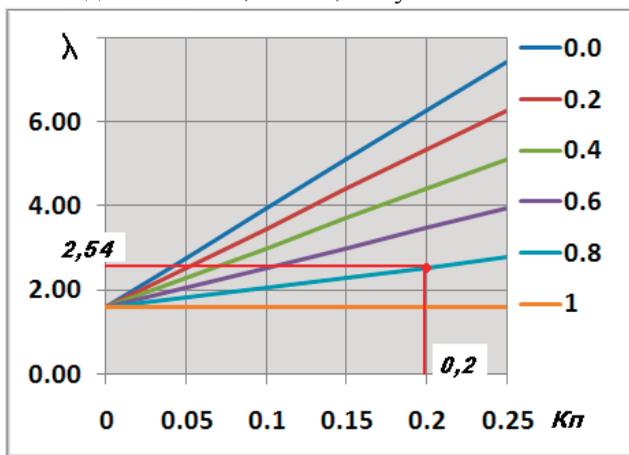


Рис. 3.12.4. Палетка для определения коэффициента нефтенасыщения K_g коллекторов по значениям временного декремента пласта λ_p и коэффициентов пористости K_p

Вопросы для самопроверки

1. Объясните принцип работы генератора нейтронов.
2. Какая линейная формула описывает процесс измерения λ пласта?
3. Какой метод расчета K_n точнее: аналитический или графический?
4. Какие правила безопасности существуют при работе с прибором ИНК?
5. Какой подручный материал может защитить от нейтронного излучения?
6. Исходя из какого математического выражения строится палетка для определения коэффициента нефтенасыщения?

3.13. Многозондовый прибор

Многозондовый резистивиметр, многозондовый влагомер

Появление многозондового резистивиметра и многозондового влагомера связано с развитием технологии обустройства скважин, в частности с появлением большого количества скважин с горизонтальными стволами. Особенностью потока в такой скважине является его покомпонентное расслоение. В нижней части горизонтальной трубы движется вода, выше – нефть, а сверху собирается газ, как показано на фигуре (рис. 3.13.1).

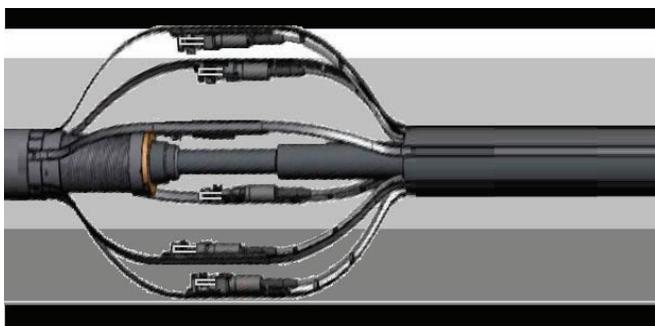


Рис. 3.13.1. 6-зондовый резистивиметр-влагомер в горизонтальном стволе

Определить границы разделения компонентов в такой ситуации позволяют специально разработанные технологии ГИС и многозондовые скважинные приборы, у которых зонды (сенсоры) вынесены на рычаги центриатора [4].

В приведенном примере резистивиметр, во-первых, фиксирует двумя нижними зондами наличие внизу воды, во-вторых, за счет высокой чувствительности измерения проводимости флюида определяет источник происхождения воды, например: соленая пластовая или более пресная – закаченная. Зонды влагомера позволяют определить компоненты флюида: газ (верхний зонд) – нефть (три средних зонда) – вода (два нижних зонда), но задачу определения свойств воды решить не могут.

Необходимо отметить, что в данном приборе используются контактные резистивиметры, расстояние между электродами в

которых довольно малое. Поэтому имея несомненное достоинство, выражающееся в возможности контроля всего сечения трубы в скважине, прибор сильно подвержен опасности засорения сенсоров либо проводящей грязью, либо изолирующими компонентами (например, парафином).

В многозондовых скважинных приборах примеряются также волоконно-оптические датчики, работающие с использованием эффекта отражения света от торцевой границы оптоволоконка. Полезная информация связана с амплитудой отраженного сигнала. Когда с торцом контактирует газ – отраженный свет имеет максимальную интенсивность света, нефть поглощает почти весь падающий луч. Значения отраженного луча в воде имеют средние значения.

Отраженный сигнал имеет следующий вид (рис. 3.13.2).

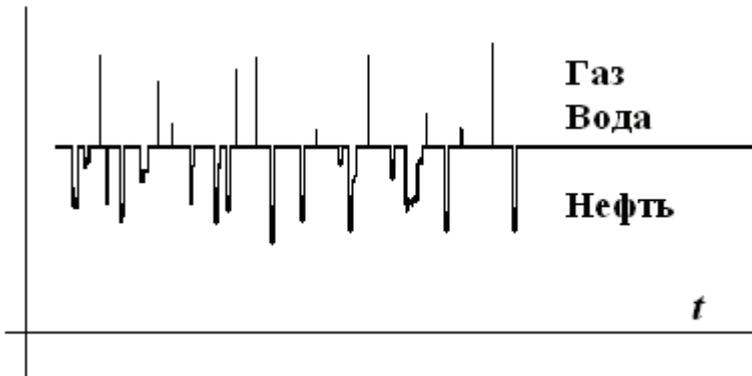


Рис. 3.13.2. Интенсивность отраженного импульса света

Вопросы для самопроверки

1. Какие задачи решает многозондовый резистивиметр-влажгомер?
2. В приборе резистивиметр-влажгомер резистивиметр показал, что нижний сенсор находится в нефти, а влагомер показал, что нижний сенсор находится в воде. Какой сенсор дает неверные показания? Почему?
3. Может ли многозондовый влагомер отметить в вертикальной обводненной скважине всплывающие глобулы нефти? Если «Нет», то почему? Если «Да», то можно ли на основе полученных показаний измерить расход нефти?
4. Почему отражение света от глобул нефти имеет затянутую форму?

Литература

1. АС СССР №713994. Скважинный влагомер. Бельшев Г.А. и др., 1980.
2. Агалакова М.И., Бортасевич В.С. и др. Импульсные нейтронные генераторы разработки ООО «НПП Энергия» в скважинной геофизике. Тверь, Издательство «АИФ», □ Каротажник. № 225.
3. Багринцев М.И. Современное состояние промышленно-геофизических исследований действующих газовых и газоконденсатных скважин. М.: ВИЭМС, 1982.
4. Бельшев Г.А., Ахметов А.С. и др. Сканирующие аппаратно-программные комплексы для исследования эксплуатационных горизонтальных скважин. Новая техника и технологии для геофизических исследований скважин. Тезисы докладов научно-практической конференции. Уфа, 2011.
5. Бельшев Г.А., Габдуллин Т.Г., Сайтов Ш.Ф. Об основных погрешностях скважинных пакерных расходомеров и влагомеров. Техника и технология геофизических исследований нефтяных скважин: Вып.9.Тр. ВНИИнефтепромгеофизики. Уфа, 1979.
6. Гутников В. С. Интегральная электроника в измерительных устройствах. Энергоатомиздат, 1988.
7. Жувагин И. Г., Комаров С. Г., Черный В. Б. Скважинный термокондуктивный дебитомер СТД. М.: Недра, 1973.
8. Ипатов А.И., Городнов А.В., Ипатов С.И., Марьенко Н.Н., Петров Л.П., Скопинцев С.П. Исследование амплитудно-частотных спектров акустического и электромагнитного шума при фильтрации флюидов в породах. Тверь: Издательство «ГЕРС», «Геофизика» № 2, 2004.
9. Ипатов А.И., Скопинцев С.П. Эффективность шумометрии при исследовании скважин. Тверь: Издательство «АИС», Каротажник № 90.
10. Итенберг С.С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин. М.: Недра, 1987.
11. Молчанов А.А. Аппаратура и оборудование для геофизических исследований нефтяных и газовых скважин. Справочник. М.: Недра, 1987.
12. Савич А.Д. Геофизические исследования горизонтальных скважин. Состояние и проблемы. Тверь: Издательство «АИС», □ Каротажник №191.
13. Скопинцев С.П. Возможности магнитного локатора муфт при исследовании интервалов перфорации. Тверь, Издательство «АИС», Каротажник № 105.

14. Скопинцев С.П. Возможности термоанемометров АГДК и СГДК при исследовании скважин. Тверь: Издательство «АИС», Каротажник № 121.

15. Скопинцев С.П. Манометрический плотномер. Тверь: Издательство «АИС», □Каротажник № 97.

16. Смирнов Ю.М., Зенкин Б.Д. и др. Опыт эффективного применение автономных скважинных манометров. Тверь: Издательство «АИС», □ Каротажник № 64.

17. Хоровиц П., Хилл У. Искусство схемотехники: В 2-х томах М.: Мир, 1986.

18. Чекалюк Э.Б. Термодинамика нефтяного пласта. М.: Недра, 1965.

19. Яковлев Б.А. Решение задач нефтяной геологии методами термометрии. М.: Недра, 1979.

4. ПРИМЕНЕНИЕ АППАРАТУРЫ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЗАДАЧ

4.1. Термограмма в обводненной скважине

Для понимания и правильного использования результатов измерений необходимо, среди прочего, рассматривать условия, в которых они проводятся.

В газовой скважине, хотя и присутствуют два режима течения: ламинарный в колонне и турбулентный в НКТ, никаких особенностей в процессе интерпретации данных ГИС нет. Иное дело – нефтяные скважины.

Структура потока в скважине

В литературе приводятся формы структур потока в нефтяной скважине (рис. 4.1.1). При этом можно отметить, что чисто нефтяная скважина а), структура, где движется сплошной поток нефти с водяными «вкраплениями» с), и пробковый режим потока d), с некоторыми допущениями можно представить потоком скважинной жидкости с различной степенью неравномерности флюида, который движется с постоянной по всему сечению скоростью [4]. В этих случаях обработка данных ГИС может происходить стандартными средствами с последующим введением соответствующих поправок.

Но число таких скважин на нефтяных месторождениях России уменьшается. Большая же их часть характеризуется высокой и постоянно увеличивающейся обводненностью добываемой продукции. Структуры потока таких скважин либо приобретают вид слоистого течения: радиального или плоского (рис. 4.1.1 б), либо переходят в режим всплывающей в столбе воды нефти, показанный на видах е) и f).

Почему?

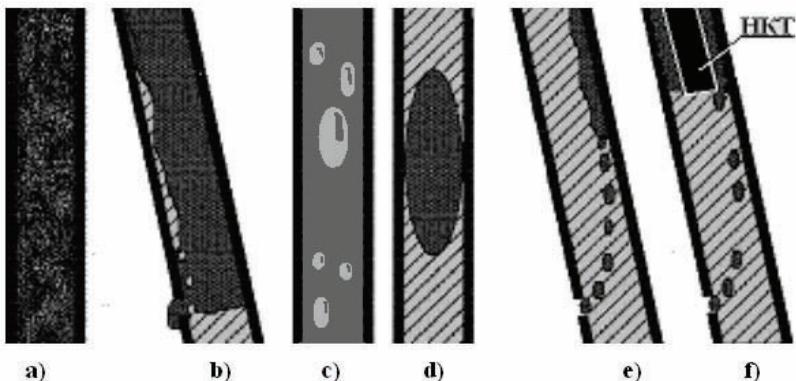


Рис. 4.1.1. Структуры потока нефти в скважине

Из общих законов физики следует, что через перфорированный интервал вода и нефть поступают в скважину раздельно: вода – из нижней части перфорации, нефть – из верхней. В стволе скважины вода опускается к забою и собирается там, нефть поднимается к насосу, который ее откачивает.

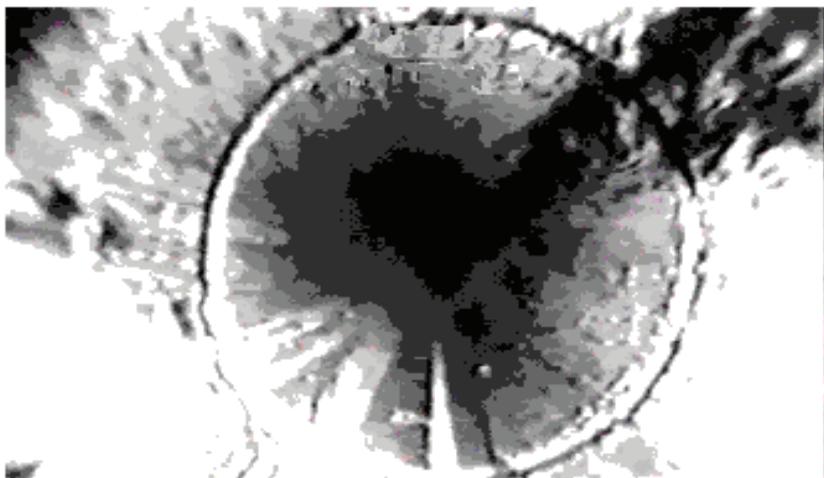


Рис. 4.1.2. Всплытие глобул нефти в столбе воды (вид сверху)

Граница «нефть-вода» со временем поднимается до глубины входа в насос и при работе скважины в стационарном режиме стоит там. При этом выше входа в насос в межтрубье находится

нефть, а ниже – вода, сквозь которую с большой скоростью всплывают отдельные глобулы нефти или семейства глобул.

При большой производительности скважины нефть поднимается струей. На фигуре (рис. 4.1.2) показан фотокадр из нефтяной скважины, где видно, что нефть всплывает в столбе воды практически сплошным потоком (нефть идет из центра в верхнюю правую часть фото).

Термограмма в двухпластовой обводненной скважине

В многопластовых скважинах картина еще более усложняется. Рассмотрим, например, скважину с двумя продуктивными интервалами (рис. 4.1.3).

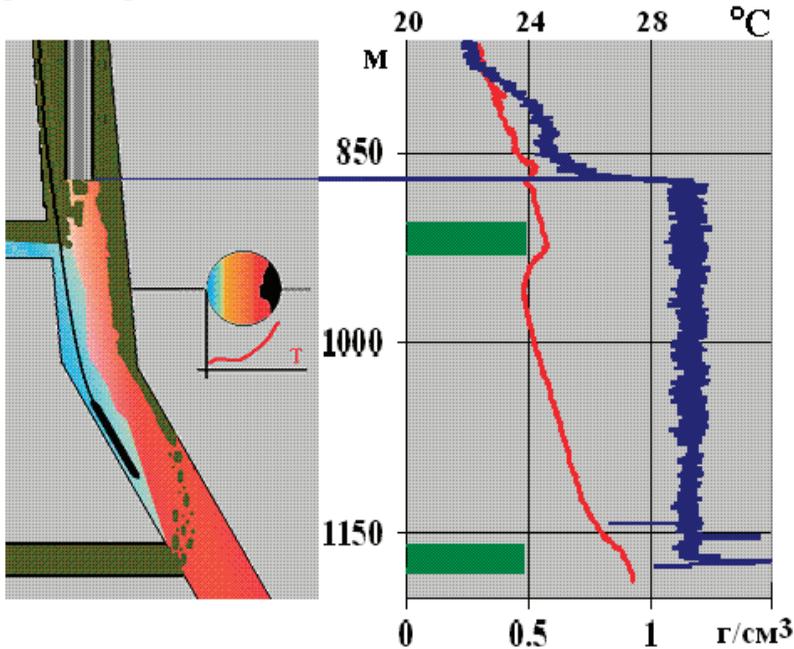


Рис. 4.1.3. Термограмма в двухпластовой обводненной скважине

Нефть из нижнего интервала, попадая в воду, всплывает вверх по верхней стенке ствола скважины, вода нижнего интервала также поднимается вверх, но по всему сечению колонны и с гораздо меньшей скоростью. Они поднимают температуру флюида в скважине.

Как будут вести себя нефть и вода, притекающие из верхнего интервала?

Понятно, что нефть будет всплывать вверх.

Более холодная вода, напротив, по наклонной стенке скважины будет опускаться к забою. Там она, прогреваясь, смешается с водой нижнего притока и будет подниматься вверх по противоположной стенке, создавая конвекционный поток (см. Приложение 3). Поскольку при проведении ГИС скважинный термометр движется по «холодной» стенке, то он пропишет на диаграмме отрицательную аномалию.

На планшете (рис. 4.1.4) приведены три термограммы, зарегистрированные в действующей обводненной нефтяной скважине, работавшей на трех режимах отбора.

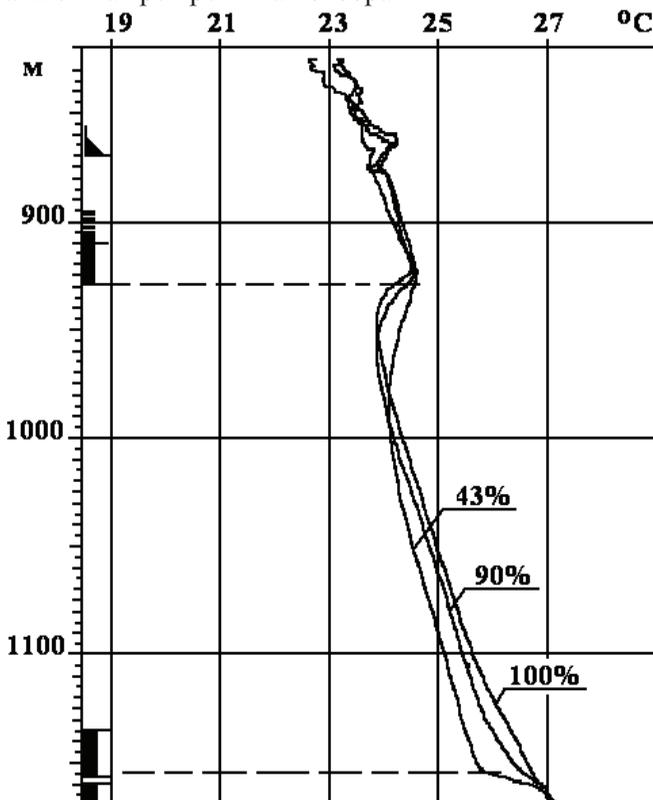


Рис. 4.1.4. Три режима работы обводненной двухпластовой скважины. Нижний интервал перфорации

Отрицательные диаграммы, начинающиеся с глубины 930 м, ведут себя согласно вышеприведенным рассуждениям: с увеличением производительности скважины вверх отрицательная аномалия более выражена, т.к. из верхнего интервала вниз направляется большое количество холодной воды. На режиме отбора 43% от максимального приток снизу значительно сокращается, и нижний интервал не прогревается. А значительная отрицательная аномалия на 1155 м дает основание полагать, что возникает внутриколонный переток воды из верхнего пласта в нижний.

Термограммы в области верхнего интервала притока, полученные при исследованиях на трех режимах работы скважины, показаны на планшете (рис. 4.1.5) слева. На первый взгляд, термограммы противоречат формуле тепломассопереноса, поскольку выше 920 метров диаграмма режима со 100% расходом находится левее, чем термограмма режима с 90% расходом.

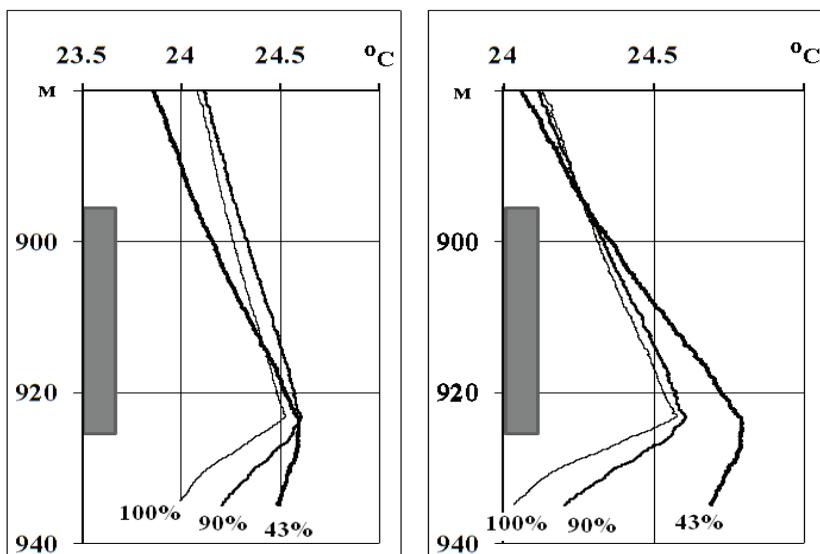


Рис. 4.1.5. Три режима работы обводненной двухпластовой скважины. Верхний интервал перфорации

Внимательное рассмотрение ситуации объясняет это тем, что при исследованиях использовался термометр, погрешность которого равна $+0,5^{\circ}\text{C}$. И поскольку замеры проведены в разное вре-

мя, то при измерении абсолютных значений температуры проявилась аддитивная погрешность, сместившая термограммы по оси температуры.

Для проведения анализа наклона кривых выше интервала притока термограммы совмещены на его верхней границе (диаграмма справа). Это позволяет увидеть, что наклон термограммы влево к геотерме, как и следует из экспоненциального характера термограммы (см. раздел 3.4), уменьшается с ростом расхода.

Примечания

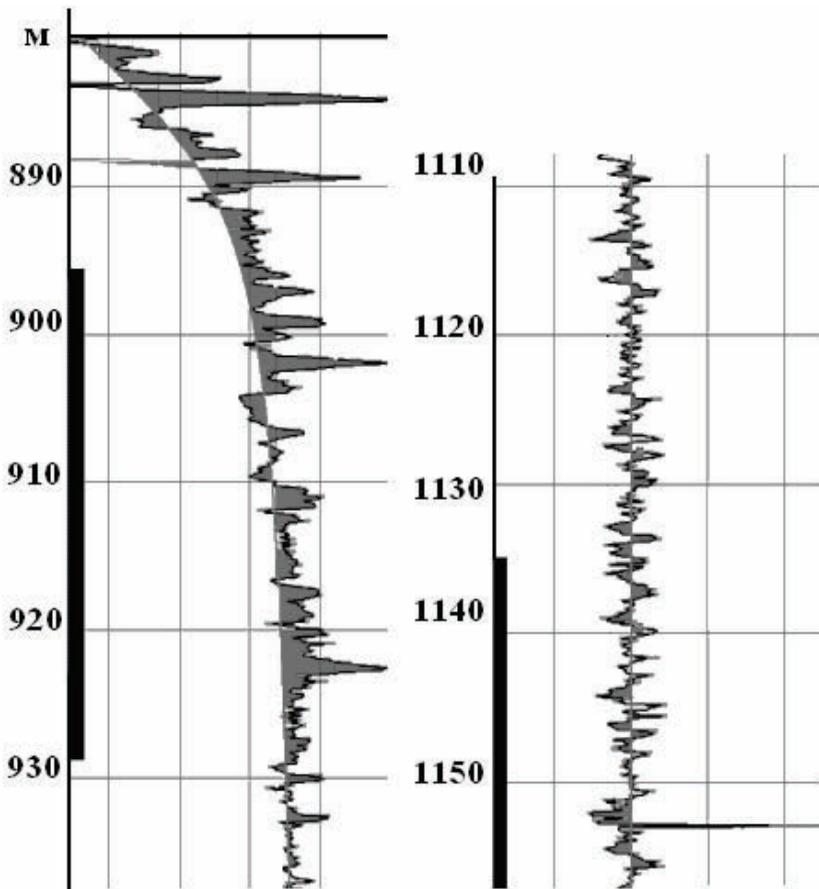


Рис. 4.1.6. Диаграммы влагомера в зонах перфорации

Разновеликие и разнонаправленные движения потоков воды и нефти в скважине объясняет также тот, казалось бы, парадоксальный факт, что очень чувствительный метод измерения скорости потока – термоанемометр (СТА, СТД) в обводненных скважинах не замечает изменения потока флюида выше и ниже продуктивного интервала, отмечая только притекающие радиальные составляющие.

По этой же причине и механический расходомер не дает достоверную информацию.

Диэлькометрический влагомер тоже не может обнаружить поток нефти из нижнего интервала. В обсуждаемой скважине лишь на глубине верхнего продуктивного интервала влагомер смог выделить признаки наличия притока, как показано на планшете (рис. 4.1.6) слева.

Вопросы для самопроверки

1. Какова структура потока установившегося режима работы обводненной скважины?
2. Из чего складывается скорость движения глобул нефти в обводненной скважине?
3. Какой метод исследования может быть использован для измерения поинтервальных расходов в многопластовой обводненной скважине?
4. Как формируется конвекционный поток в обводненной скважине?

4.2. Анализ профиля притоков в ствол по термограмме

Физический смысл распределения температуры в стволе добывающей скважины за счет тепломассопереноса заключается в том, что в установившемся режиме поток, движущийся по стволу скважины, формирует тепловое поле таким образом, что термограмма экспоненциально стремится к линии, сдвинутой относительно геотермы на величину $\Delta = AG$ (рис. 4.2.1).

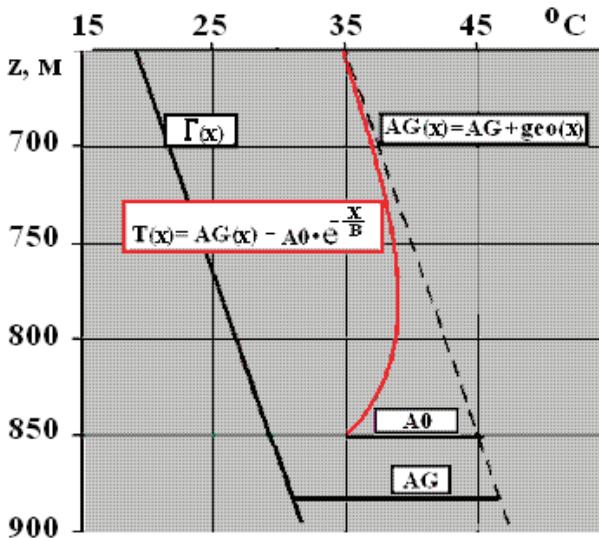


Рис. 4.2.1. Геотерма, термограмма и линия $AG(x)$ в добывающей скважине

Это может быть описано как:

$$T(x) = AG(x) - A_0 \cdot \exp(-x/B), \quad (6.3.1)$$

где $T(x)$ — термограмма;

$G(x)$ — геотерма, G — наклон геотермы, $^{\circ}\text{C}/\text{м}$;

$AG(x)$ — линия, параллельная термограмме;

A_0 — константа, численно равная разности температур между значением начала термограммы и значением линии $AG(x)$ на той же глубине;

B – постоянная экспоненты, пропорциональная расходу Q_M ;
 AG – константа, пропорциональная массовому расходу Q_M .
 $AG = B \cdot \Gamma$.

Для определения относительных значений поинтервальных расходов $Q(i)$ в многопластовой скважине можно использовать:

- графический метод расчета в скважинах, где расстояние между интервалами более $3 \cdot B$;
- аналитический метод расчета в скважинах, где расстояние между интервалами не менее B .

Графический метод расчета относительных расходов по $AG(\Delta)$

Графический метод расчета относительных значений попластовых расходов основан на том свойстве показательной функции $y(x) = e^{-x/B}$, что при значении аргумента, равном $3 \cdot B$, значение $y(x)$ равно 0,05. Это означает, что погрешность определения относительного значения расхода не превысит 5%.

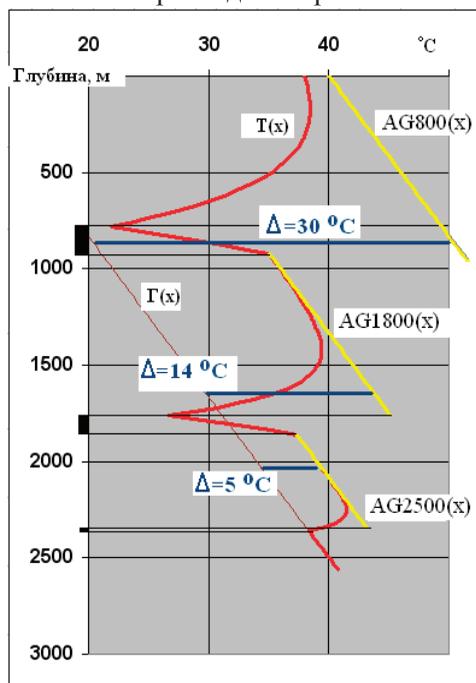


Рис. 4.2.2. Геотерма, термограмма и линии $AG(x)$ в трехпластовой скважине

Способ определения величин для соответствующих интервалов термограммы показан на планшете (рис. 4.2.2). Он заключается в следующем. Параллельно геотерме проведены линии $AG1800(x)$ и $AG2500(x)$, к которым стремятся участки термограммы, и измерено расстояние AG между ними (на рисунке – линии Δ).

На планшете получены относительные значения нижних попластовых притоков 5 : 9.

Аналитический метод расчета относительных расходов по В

Если исследуемый интервал термограммы мал или неизвестно положение геотермы, а известен только ее наклон, то используют аналитический способ определения величины B . Метод базируется на том основании, что натуральный логарифм показательной функции $y(x) = e^{-x/B}$ представляет собой прямую линию. В рассматриваемом случае это означает, что:

$$\text{Ln}(T(x) - AG800(x)) = 1/B \cdot x + \text{const} \quad (4.2.1)$$

Решение задачи предусматривает подбор положения линии $AG800(x)$, представленной в виде прямой $geo \cdot x + \text{const}1$, по критерию максимальной линейности графика функции (4.2.1), построенной в координатах $\{\text{Ln}(AG(x) - T(x)), x\}$, где geo – наклон геотермы. Подбор производится перебором значений $\text{const}1$.

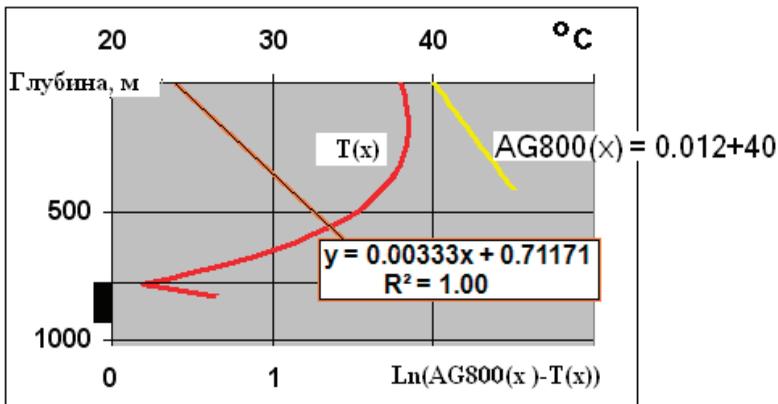


Рис. 4.2.3. Аналитический расчет относительного значения расхода

На планшете (рис. 4.2.3) показано, что для максимально линейного графика линии (4.2.2), где $R^2=1$, получены следующие результаты.

1. $B_{800} = 1/0.00333 = 300$ м.

Аналогично находятся $B_{1800} = 140$ м, $B_{2500} = 50$ м.

Относительные расходы равны $(300 - 140) : (140 - 50) : 50 = 16 : 9 : 5$.

2. Линия $AG_{800}(x)$ описывается как: $y = 0.012x + 40$.

Нанеся ее на планшет (рис. 4.2.2), получаем $AG_{800} = 30$ °С.

Относительные расходы равны $(30 - 14) : (14 - 5) : 5 = 16 : 9 : 5$.

Оценка характеристики продуктивного пласта

По рассчитанным значениям попластовых притоков и по формуле калориметрического смешивания можно рассчитать температуру флюида, выходящего из каждого пласта и, определив отклонение температуры от геотермической, можно сделать вывод о компонентном составе притоков.

Вопросы для самопроверки

1. Какая формула описывает поведение термограммы выше интервала притока в однокомпонентной нефтяной скважине?
2. Какие параметры формулы могут служить величинами относительных поинтервальных расходов? В чем они измеряются?
3. Какой параметр можно использовать для расчета расхода интервала, если длина термограммы значительно больше 3 В?
4. Опишите алгоритм определения знака коэффициента дросселирования.

4.3. Волоконно-оптические датчики

Волоконно-оптический термометр

Перспективным измерителем скважинных тепловых полей является распределенный волоконно-оптический термометр [7].

Этот тип датчиков построен на использовании эффекта спонтанного комбинационного рассеяния в материале волоконно-оптического световода и применении технологии оптической рефлектометрии.

Лазерный импульс, распространяющийся вдоль световода, взаимодействует с его материалом. При этом часть фотонов рассеивается в обратном направлении, неся информацию о температурных колебаниях молекул.

Хотя из-за малой величины сигнала для получения надежных результатов измерений производится накопление (суммирование и усреднение) данных на протяжении десятков секунд и даже нескольких минут, с учетом большой инерционности процессов при стационарных режимах эксплуатации можно считать, что измерение профиля температуры по всей длине скважины происходит одномоментно.

По своему принципу работы при таких измерениях получают только распределение температуры в условных единицах, а метрология распределенных волоконно-оптических датчиков может быть обеспечена следующим образом.

С помощью скважинных и наземных измерений определяют значения температуры нескольких опорных точек на разных глубинах и присваивают найденные значения соответствующим точкам температурной кривой, полученной распределенным волоконно-оптическим термометром. Одна из них выбирается на забое скважины, где температура остается достаточно стабильной во всех режимах работы скважины, вторая – на устье, где точное значение температуры можно измерить непосредственно в процессе проведения измерений.

Производители оценивают погрешность распределенного термометра на уровне $+0,5...1$ °С, порог чувствительности – до $0,25...0,5$ °С. При этом пространственную погрешность определе-

ния температуры в стандартных системах заявляют примерно в 50 см, которая может быть снижена до 12...15 см.

В то же время из фигуры (рис. 4.3.1) видно, что случайная составляющая погрешности измерений, произведенных распределенным волоконно-оптическим термометром, значительно выше, чем у электронного прибора аналогичного назначения (сектор А), что ограничивает его применение для точных измерений.

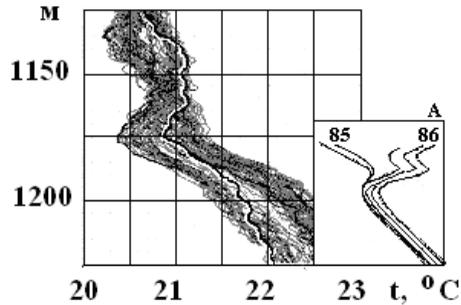


Рис. 4.3.1. Фрагмент планшета температурного поля, построенного по результатам измерений распределенным волоконно-оптическим термометром

А – временные термограммы, зарегистрированные электронным скважинным термометром на спуске

Основное применение распределенного волоконно-оптического термометра – постоянный контроль технического состояния скважины и мониторинг ее работы в процессе эксплуатации в реальном времени в течение длительного (до нескольких лет непрерывно) периода.

Проводя постоянные измерения распределения температуры по всему стволу скважины, получают трехмерные картины изменения теплового поля во времени (рис. 4.3.2).

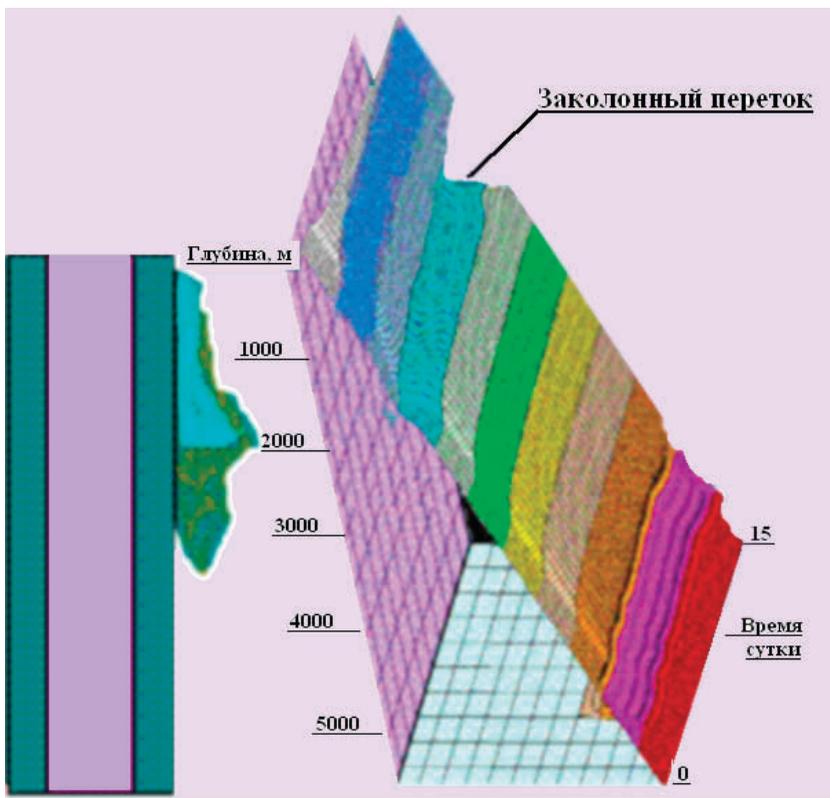


Рис. 4.3.2. Изменение теплового поля во времени при появлении и развитии заколонного перетока

Конструкция распределенного термометра

Конструктивно распределенный волоконно-оптический термометр может быть выполнен как в стационарном варианте, когда оптическое волокно устанавливается в заколонном пространстве еще в процессе строительства скважины, так и в мобильном варианте. В последнем случае он изготавливается в виде бронированного геофизического кабеля, в котором могут быть расположены несколько оптоволокон и несколько электрических линий связи. Например, как в кабеле, конструкция которого показана на фигуре (рис. 4.3.3).

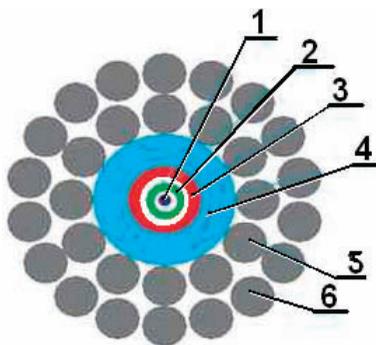


Рис. 4.3.3. Конструкция коаксиального бронированного геофизического кабеля с оптическим волокном:

1 – оптический канал связи; 2 – гидрофобный наполнитель; 3 – трубка медная, она же – токопроводящая жила; 4 – оболочка; 5 – грузонесущие элементы из стальной высокоуглеродистой проволоки; 6 – наружная оболочка

Волоконно-оптический интерферометр

В сенсорных устройствах этого типа используются два физических эффекта, имеющих место при температурных воздействиях на оптическое волокно: изменение геометрических размеров материала световода и изменение его показателя преломления. В результате действия этих эффектов меняется фаза световой волны, прошедшей по волокну, что регистрируется с помощью волоконно-оптического интерферометра.

Волоконно-оптические интерферометрические термометры обладают высокой разрешающей способностью, достигающей $10^{-3} \dots 10^{-4} \text{ } ^\circ\text{C}$, обеспечивающей точные измерения термоаномалий, но недостаточная стабильность характеристики преобразования существующих датчиков не позволяет использовать их в качестве измерителей абсолютных значений температуры.

Высокая чувствительность интерферометров позволяет их использовать для измерения полей акустических колебаний в элементах трубопроводов, в качестве акселерометров, для регистрации полей механических вибраций

Точечный волоконно-оптический резонатор

Большие надежды возлагались на термометр с искусственным оптическим резонатором, выполненным непосредственно в оптоволокне (решетка Брэгга, ВОБР).

Решетка формируется кратковременным воздействием на отрезок оптоволокна двумя когерентными лучами мощного лазера. При интерференции лучей появляется световая картина с чередующимися темными и светлыми участками. Последние за счет большой интенсивности воздействующего света изменяют состояние оптического волокна в этих местах, создавая периодическую оптическую структуру, обладающую резонансной характеристикой.

Первые испытания показали, что резонансная частота такой решетки обладает хорошей чувствительностью к температуре, на порядок большей, чем следует из формул изменения геометрических размеров плавленого кварца при нагревании. Этот эффект вначале не получил объяснения, однако серьезные работы по применению береговых волоконно-оптических датчиков для измерения температуры и давления были начаты.

В процессе работ выяснилось, что датчики ВОБР действительно обладают разрешающей способностью на уровне $0,1\text{ }^{\circ}\text{C}$. Но крайне нестабильны во времени.

В 2006 г. была опубликована статья [6], в которой объяснялась физика формирования решеток Брэгга в волокне, откуда стали ясны причины как повышенной чувствительности решеток к температуре, так и нестабильности их метрологических характеристик.

По мнению авторов статьи, механизм формирования решеток Брэгга заключается в зарождении и росте микропор в областях максимальной интенсивности облучения, где локализованы механические напряжения. Отсюда следует, что при воздействии температуры изменяется длина пути светового луча в облученных интервалах решетки из-за изменения геометрических размеров микропор, которые луч вынужден огибать, что и обуславливает большую температурную чувствительность решетки Брэгга.

Отсюда же следует и объяснение того факта, что при долгом воздействии повышенной температуры происходит «отпуск» соз-

данных при облучении механических напряжений, и размеры микропор необратимо изменяются, также необратимо изменяется резонансную частоту решетки Брэгга, т.е. характеристику преобразования датчика. Таким образом, на сегодняшний день применение датчиков ВОБР для измерения температуры представляется проблематичным.

Вопросы для самопроверки

1. Каков принцип работы распределенного волоконно-оптического термометра?
2. Для чего производится суммирование и усреднение показаний распределенного волоконно-оптического термометра?
3. Можно ли оптоволокно использовать не только для измерения температуры в скважине, но и для передачи по нему результатов ГИС?
4. Для каких скважинных измерителей желательно применять геофизический кабель с оптическим волокном? Почему?
5. Что можно сказать о возможностях датчика на основе решетки Брэгга?

4.4. Манометрический плотномер

Расчет плотности с адаптивно изменяемой базой

Точность значений плотности флюида в скважине, полученная дифференцированием по глубине диаграммы манометра, прямо пропорциональна базе расчета ΔH – расстоянию по глубине, на котором производится измерение разности ΔP [9].

Большая база расчета позволяет повысить точность измерения плотности в выбранном интервале, что позволяет решать многие задачи ГИС. Однако чрезмерное увеличение базы часто чревато потерей другой нужной информации, в частности местонахождение границы раздела сред, как показано на планшете (рис. 4.4.1).

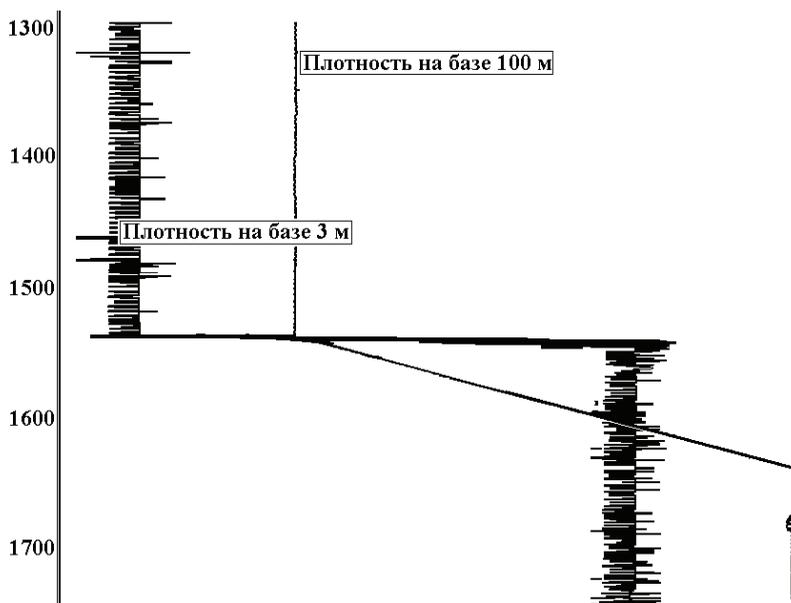


Рис. 4.4.1. Вид диаграмм плотностей, рассчитанных с базами 3 и 100 м (шкалы диаграмм сдвинуты)

Для исключения такой ситуации при обработке диаграммы манометра может быть применена программа с адаптивным изменением расчетной базы, в которой:

– для интервалов с монотонным изменением давления по глубине скважины используют большие значения базы расчета – до 100 и более метров;

– если появляется резкое изменение угла наклона диаграммы манометра (например, в зоне раздела двух сред с разными свойствами: граница «газ-жидкость», граница «нефть-вода»), то расчет плотности проводят при минимальных значениях базы;

– после окончания такого информационного интервала длину базы расчета постепенно увеличивают до максимума.

На практике было выяснено, что минимальное значение базы должно выбираться равным 1 м, при этом манометр должен иметь разрешающую способность до уровня 16–18 двоичного разряда.

Максимальная база может достигать довольно больших значений вплоть до нескольких сотен метров.

На планшете (рис. 4.4.2) показана диаграмма манометра и диаграмма плотности.

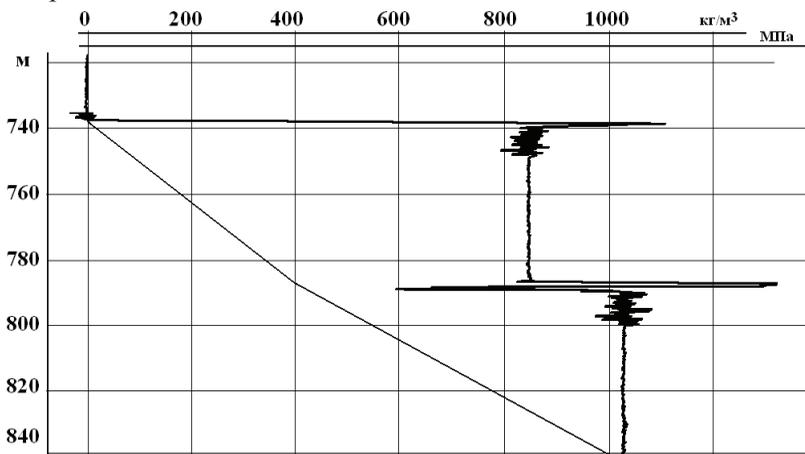


Рис. 4.4.2. Диаграмма манометра и диаграмма плотности в остановленной нефтяной обводненной скважине

Плотность рассчитана в остановленной нефтяной обводненной скважине с адаптивно изменяемой базой. Диаграмма показывает, что с использованием адаптивной базы расчета возрастает точность вычислений плотности в зоне монотонных изменений

давления и не падает информативность непосредственно ниже границы раздела сред.

Вопросы для самопроверки

1. В чем достоинство расчета плотности флюида с адаптивной изменяемой базой?
2. В каких случаях невозможен расчет плотности флюида с адаптивной изменяемой базой?

4.5. Определение пластового давления по кривой восстановления давления (КВД)

Основные положения методики [5]

Метод анализа кривых восстановления давления (КВД) используют для определения пластового давления согласно модели притока из бесконечного однородного нефтяного пласта. Анализ КВД основан на следующем.

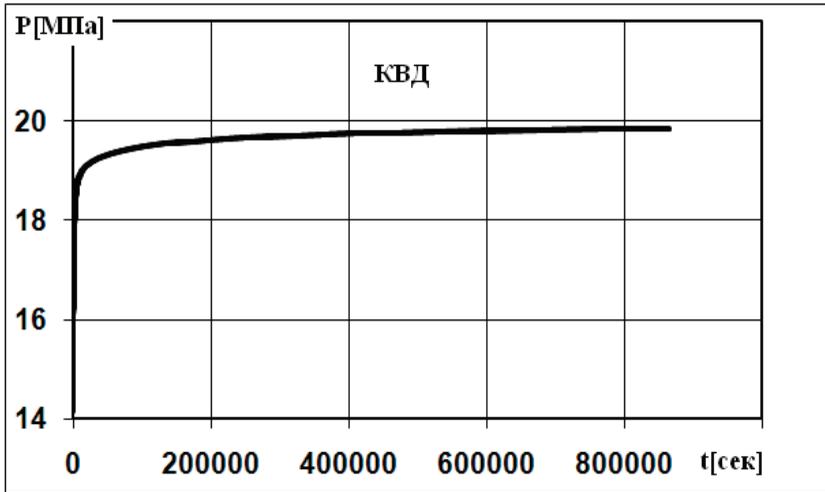


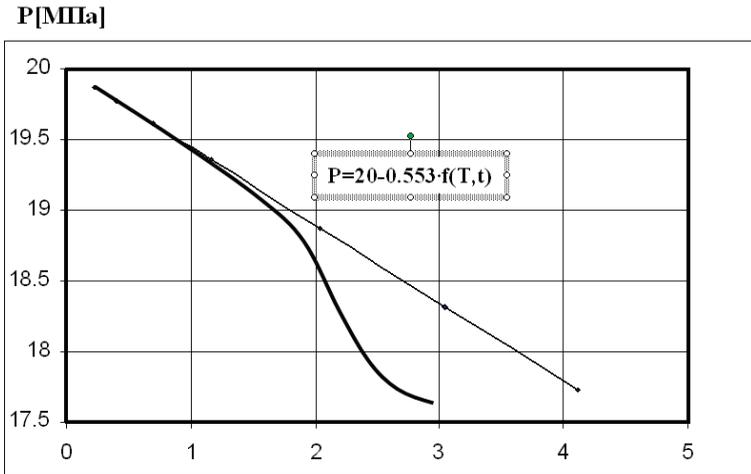
Рис. 4.5.1. КВД в абсолютных координатах

Если период работы скважины до ее остановки T соизмерим с продолжительностью восстановления давления после остановки t , то в соответствии с уравнением Хорнера, можно выявить линейную связь изменения давления с логарифмическим членом формулы:

$$P(t) = P_{ni} + \frac{Q}{4 \cdot \pi \cdot \varepsilon} \cdot \ln\left(\frac{t+T}{t}\right)$$

Это означает, что КВД, построенная в координатах $\{P(t), \ln\left(\frac{t+T}{t}\right)\}$, должна представлять собой прямую линию. Однако

наличие эффекта послепритока искажает правый участок диаграммы, и прямую линию приходится находить по ее прямолинейной части (рис. 4.5.2).



$$f(T, t) = \ln(T + t/t)$$

Рис. 4.5.2. КВД в координатах Хорнера

Обработка результатов исследования по методу Хорнера сводится к следующему.

- Строится КВД в упомянутых полулогарифмических координатах.
- Выделяется прямолинейный участок кривой и проводится прямая линия тренда, формула линии тренда $y = ax + b$ выводится на график. Постоянный член формулы линии тренда b равен $P_{пл}$.

Вопросы для самопроверки

1. Для чего линейризуется уравнение Хорнера?
2. Какой процесс описывает уравнение Хорнера?
3. В чем причина отклонения поведения скважины от формулы Хорнера?

4.6. Измеритель иммитансов скважинный (ИИС)

В измерителе иммитансов один измерительный канал с одним сенсором выполняет функции и влагомера, и резистивиметра.

Работа такого измерителя основана на измерении активного и реактивного сопротивлений (проводимостей) флюида в измерительном объеме датчика. Конструктивно датчик измерителя иммитансов подобен датчику контактного резистивиметра, показанного ранее (рис. 3.10.3).

Общий принцип работы измерителя иммитансов

Эквивалентная схема датчика ИИС, помещенного в среду скважины, может быть представлена в виде комплексного сопротивления, состоящего из параллельно соединенных конденсатора и резистора. Принцип измерения комплексного сопротивления среды основан на измерении составляющих комплексного сопротивления путем раздельного измерения действительных и мнимых составляющих переменного тока I_k через комплексное сопротивление Z_x (через датчик) и напряжения U_k на нем [10]. Функциональная схема измерителя комплексного сопротивления/проводимости показана на фигуре (рис. 4.6.1).

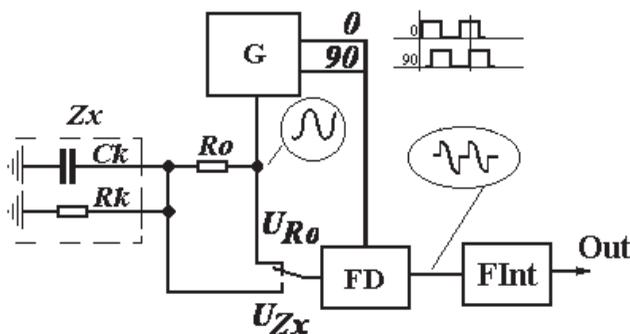


Рис. 4.6.1. Функциональная схема измерителя канала ИИС

Измеритель работает следующим образом.

Задающий генератор G вырабатывает синусоидальный сигнал U_{Ro} и два меандра, которые сдвинуты относительно друг друга на

90 градусов. Фазовый детектор FD формирует необходимые измерительные сигналы, которые, пройдя через интегрирующий фильтр FInt, направляются в процессор.

В процессоре на основании полученных данных рассчитывают активную и реактивную составляющие напряжения комплексного U_k на датчике, активную и реактивную составляющие комплексного тока I_k :

$$U_k = U(R) + jU(C),$$

$$I_k = I(R) + jI(C).$$

Затем рассчитывают активную и реактивную составляющие комплексной проводимости: соответственно, проводимость флюида в датчике G_k и емкости датчика с флюидом C_k :

$$G_k = \frac{U(R) \cdot I(R) + U(C) \cdot I(C)}{U(R) \cdot U(R) + U(C) \cdot U(C)};$$

$$C_k = \frac{(U(R) \cdot I(C) - U(C) \cdot I(R))}{(U(R) \cdot U(R) + U(C) \cdot U(C)) \cdot (6.28 \cdot F)}$$

где F – частота синусоидального сигнала.

Диаграммы измерителя иммитансов в скважине

Результаты исследования газоконденсатной скважины измерителем иммитансов сведены в два планшета, на которых помещены и результаты измерений других измерителей.

На планшете (рис. 4.6.2), где приведен интервал, заполненный водой, показано, что шумомер отметил повышенный уровень акустического поля, начиная с глубины 3190 м. При этом ни манометр, ни термометр, ни термоанемометр никак не отмечают каких-либо аномалий.

Измеритель иммитансов дал дополнительную информацию.

Ниже уровня 3168 м измеренное сопротивление воды равно 2,25 Ом, затем оно проходит экстремум со значением 4 Ома на глубине 3182 м и уменьшается до 0,77 Ома к концу замера. Диаграмма емкости ведет себя зеркально по отношению к диаграмме сопротивления, изменяя свои значения, соответственно, 10,0; 5,0 и 75,0 мкФ.

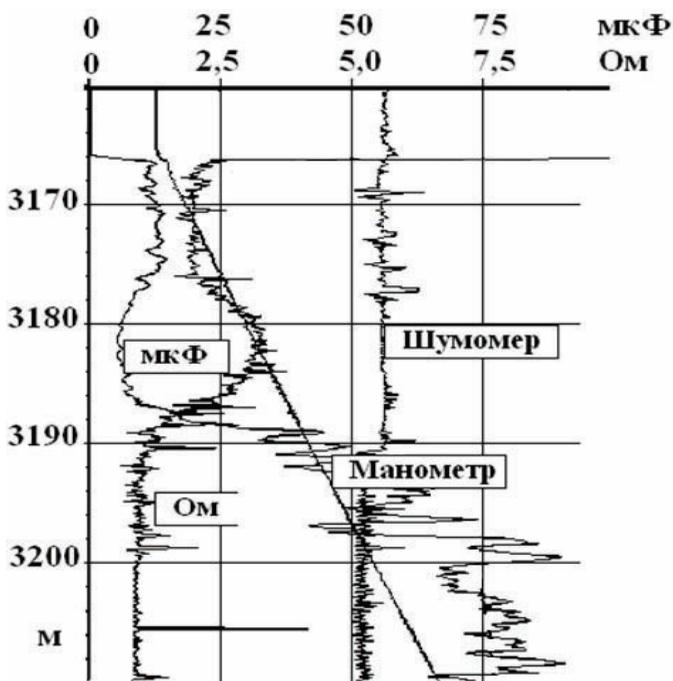


Рис. 4.6.2. Обводненный интервал скважины. Каналы «мкФ-Ом»

Такое поведение диаграмм сопротивления и емкости подтверждает приток в интервале 3182...3190 м.

Дальнейшая изрезанность диаграмм предполагает небольшой приток до глубины 3200 м.

Экстремум диаграмм объясняется тем, что, начиная с 3190 м до глубины 3182 м, в воду поступает конденсат. Это ведет к увеличению сопротивления и уменьшению емкости в зоне измерений. С глубины 3182 м до 3175 м всплывающий конденсат равномерно распределяется по всему сечению колонны, и структура потока остается стабильной вплоть до границы «конденсат-вода».

В «газовой» части скважины (рис. 4.6.3) диэлькометрическим влагомером на глубине 3165 м выделена граница «газ-конденсат», на глубине 3166 м – граница «конденсат-вода». На планшете видно, что шумомером отмечен приток газа в скважину в интервале 3124...3136 м.

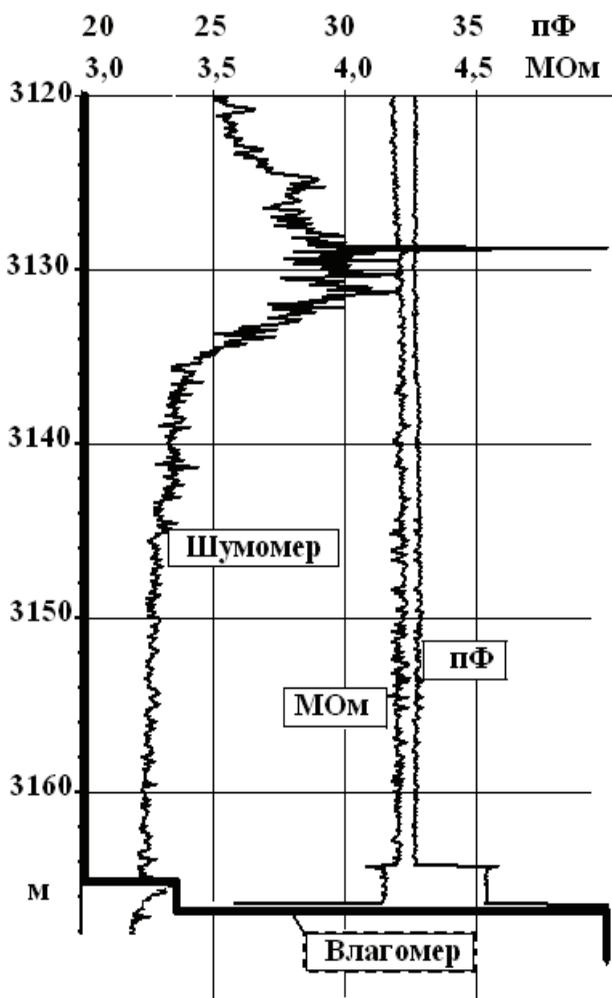


Рис. 4.6.3. Газовый интервал скважины. Каналы пФ и МОм

Измеритель иммитансов показал, что, во-первых, приток газа в интервале перфорации, находящемся выше границы «газ-жидкость», каналами пФ и МОм прибора не выделяется. Это говорит о том, что фазовый состав флюида в пласте и скважине идентичен. Во-вторых, в слое конденсата в интервале 3164...3166 м измеренная емкость увеличилась на 4 пФ, четко отбив границу «газ-конденсат».

Повторные испытания подтвердили эффективность данного метода, показав высокую повторяемость результатов (например, рис. 4.6.4)

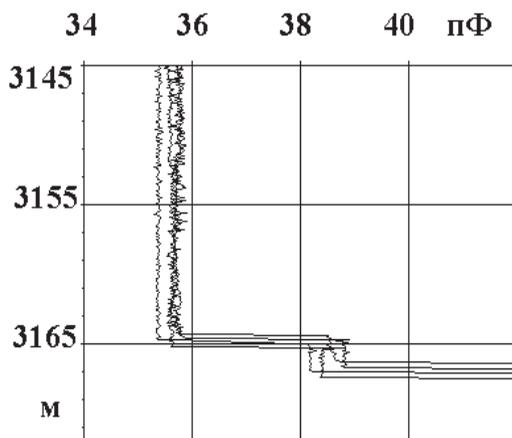


Рис. 4.6.4. Планшет четырех повторных скважинных испытаний «пФ»

Вопросы для самопроверки

1. Какие измерения может проводить ИИС?
2. Какие физические параметры можно определить по данным ИИС?
3. Какие технические и технологические факторы могут мешать измерениям ИИС?

4.7. Ультразвуковой измеритель расхода и плотности

Принцип работы измерителя

Принцип действия рассматриваемого типа измерителей основан на том, что если от излучателя к приемнику передаются звуковые колебания по какой-то движущейся среде, то частота колебаний, принятых приемником, будет отличаться от частоты излученных колебаний на время, пропорциональное вектору скорости перемещения среды по направлению «излучатель-приемник» [1].

Практически для измерения скорости среды используются короткие ультразвуковые импульсы, которые посылают в обоих направлениях потока, измеряя при этом время их прохождения. Для этого используют либо две пары измерительных элементов «излучатель-приемник», либо дуальные элементы, которые поочередно выполняют функции излучателя и приемника. Информационным сигналом при таких измерениях является разность времен прохода ультразвукового импульса вдоль и навстречу потока. Эта разность зависит от плотности потока и его скорости.

Реализация измерителя была выполнена ООО «Нефтегазгеофизика» в виде прибора УЗИ (рис. 4.7.1). Прибор эффективно применяется в нагнетательных скважинах для количественных измерений плотности и скорости потока.

Прибор имеет три измерительных канала:

- канал плотности по времени пробега;
- канал контроля затухания импульсов;
- канал скорости потока.

Характеристики плотномера

1. Диапазон измерения плотности жидкости – от 0,7 до 1,3 г/см³.
2. Допустимое значение абсолютной погрешности измерения плотности жидкости – не более 0,02 г/см³.
3. Разрешающая способность – не хуже 0,003 г/см³.

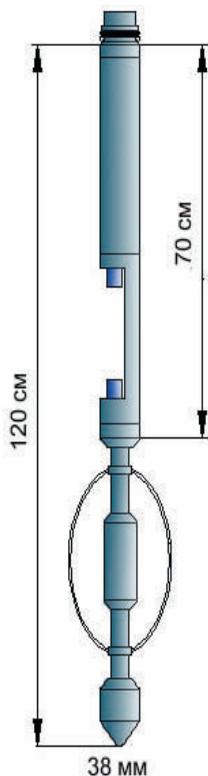


Рис. 4.7.1. Измеритель расхода и плотности УЗИ

На планшете (рис. 4.7.2) видно, что прибор измеряет плотность флюида в заявленном диапазоне. Для сравнения показаны кривые диэлькометрического влагомера (*Вода, у.е.*) и индукционного резистивиметра (*Минерализ. г/л*). Для этих кривых характерна некоторая «затянутость» ниже раздела сред из-за постепенного отмывания датчиков при переходе из нефти в воду.

Прибором УЗИ граница «газ-нефть» отбита резким уменьшением параметра *Затухание*.

Характеристики измерителя скорости

1. Диапазон измерений для колонны 146 мм – до 1500 м/ч.
2. Погрешность измерений – не более 40 м/ч.

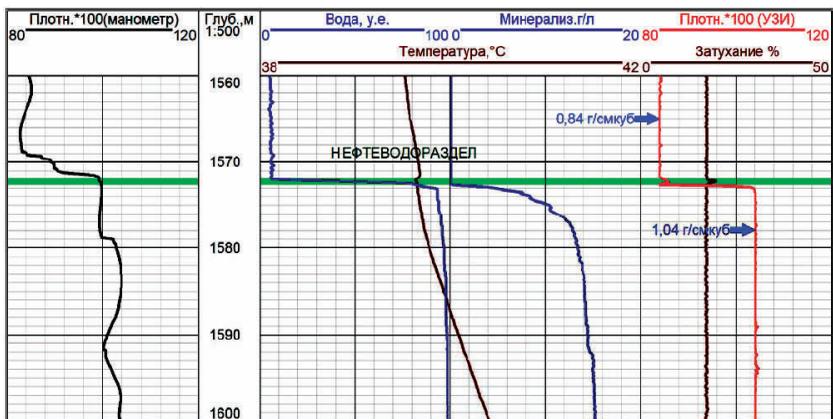


Рис. 4.7.2. Диаграмма измерения плотности и затухания сигнала в скважине

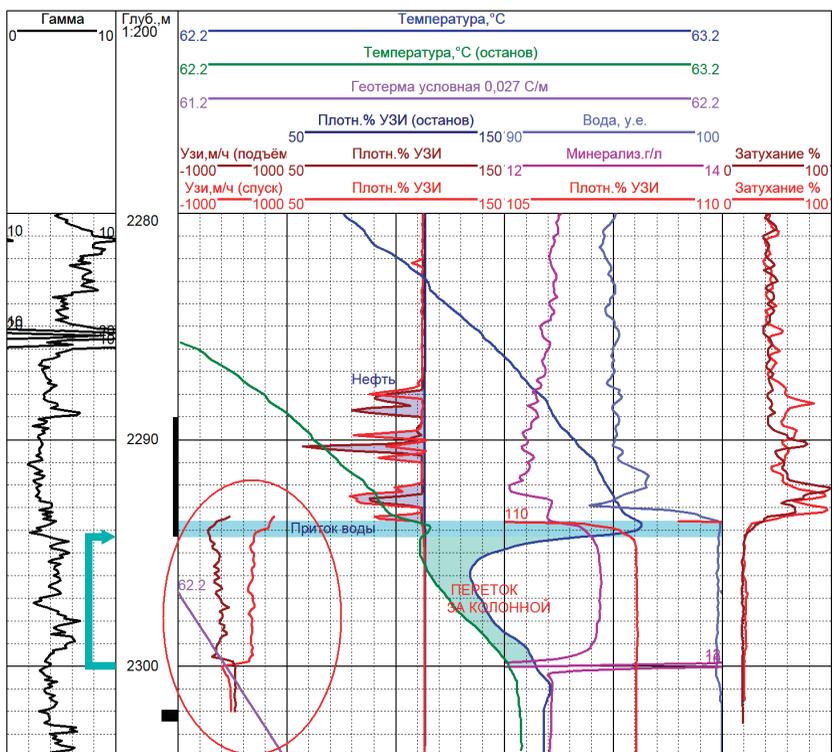


Рис. 4.7.3. Диаграмма измерения скорости в скважине

Скважинная диаграмма измерения скорости потока показана на планшете (рис. 4.7.3). Планшет показывает, что канал скорости работоспособен в нижней части интервала исследований, где поток достаточно однороден. Выше интервала притока на 2290 м прибор не способен проводить измерения, поскольку смесь нефти и воды вносит сильное затухание и искажения пути импульсов в канале измерения.

Вопросы для самопроверки

1. Какой физический принцип положен в основу работы ультразвукового измерителя расхода жидкости? Измерителя плотности?
2. В каких структурах потока измеритель скорости потока дает достоверные показания, в каких – нет? Почему?

4.8. Аппаратура АВИС

Аппаратура АВИС предназначена для проведения экспериментально-исследовательских работ методом акустической и электромагнитной шумомерии [3].

Принцип построения аппаратуры АВИС следующий (рис. 4.8.1).

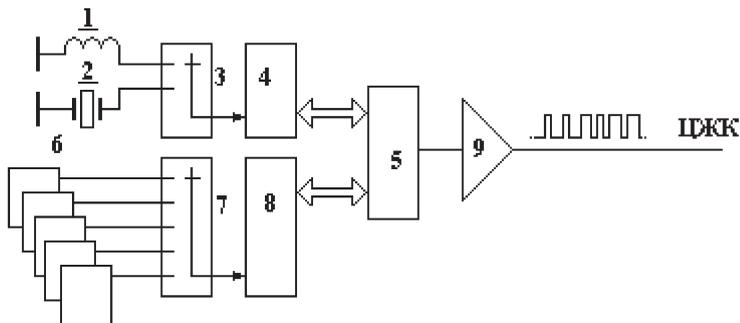


Рис. 4.8.1. Функциональная схема аппаратуры в аппаратуре АВИС

Акустические и электромагнитные сигналы длительностью по 2 мс каждый с датчиков 1 и 2 поочередно оцифровываются быстрым 12-разрядным АЦП 4 и записываются в твердотельную память прибора 5, формируя два массива по 500 двухбитовых слов. Затем более медленным 16-разрядным АЦП 8 снимаются данные каналов термометра, манометра, влагомера, ГК, локатора муфт (6). Результаты в коде «Манчестер-2» усилителем 9 передаются по ЦЖК к наземному регистратору.

На поверхности сигналы шумомеров обрабатываются в программе «Камертон», формируя квазиобъемные планшеты, где в осях глубины и частоты подъема, пики и провалы акустических и электромагнитных полей обрисовываются «изопаскалями» и разделяются оттенками цвета (рис. 4.8.2).

На рисунке слева дан планшет акустического канала, который рельефно отметил выход нефти и газа в верхней части продуктивного интервала, причем основной сигнал шума отмечен в высокочастотной области спектра. Это говорит о входе в ствол скважины однокомпонентного флюида.

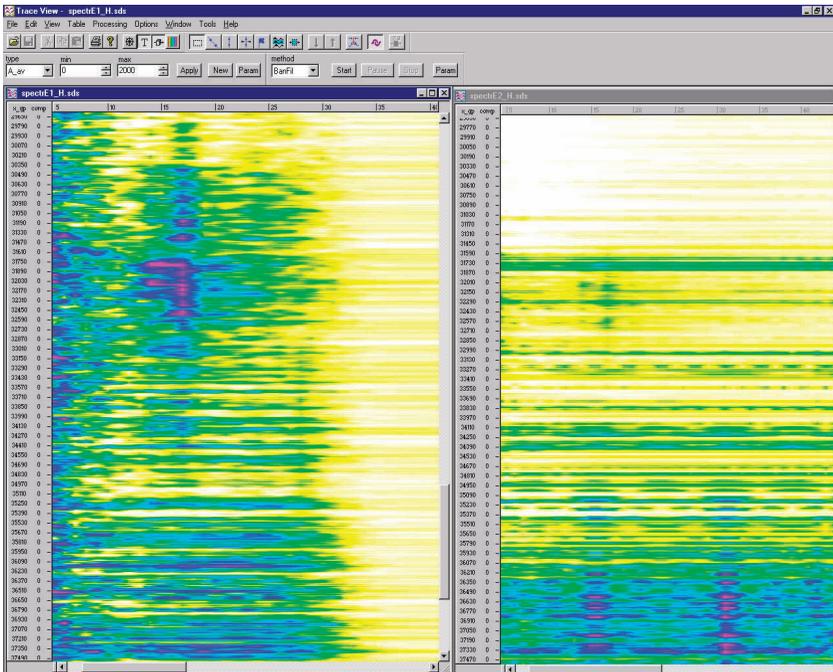


Рис. 4.8.2. Пример планшета каналов акустического и электромагнитного шумомеров в аппаратуре АВИС

В нижней части планшета отмечен широкополосный шум меньшей интенсивности, который может создаваться входящим в скважину потоком воды.

На рисунке справа на планшете канала электромагнитного шума в верхней части интервала шум вообще отсутствует, что подтверждает предположение о том, что входящий флюид – диэлектрик. В то же время внизу виден ярко выраженный интервал притока воды, т.е. проводящей жидкости, наэлектризованной электрокинетическими зарядами при ее прохождении сквозь поровую преграду – пласт коллектора. Шумы рекомбинационных разрядов хорошо согласуются с характером входящих в скважину турбулентных потоков.

Испытания АВИС подтвердили предположение о возможности разделения одно- и двухкомпонентных потоков по спектру акустического шума, и о том, что флюид, выходящий из порового

пространства, создает информативный шум в области высоких частот – выше 10...15 кГц.

Вопросы для самопроверки

1. Почему на диаграмме электромагнитного шумомера не выделяется верхняя часть рабочего интервала, где, предположительно, по показаниям акустического канала в скважину входит нефть или газ?

4.9. ЭМДС

Одним из наиболее эффективных устройств в комплексе геофизических методов обследования обсадных колонн в последние два десятилетия стала электромагнитная дефектоскопия ЭМДС [8].

Принцип работы ЭМДС заключается в том, что по генераторной катушке зонда пропускается импульс тока. Создаваемое им магнитное поле взаимодействует со стальной колонной в процессе прохождения тока и после его окончания. Изменение магнитного поля после окончания генераторного импульса зависит от магнитных свойств окружающей среды, в основном от свойств скважинных колонн, точнее, от их толщины в месте расположения прибора.

Генераторная катушка воспринимает это изменение поля, формируя полезный сигнал.

Для обеспечения максимальной информативности разработаны зонды различной конфигурации с заданным направлением чувствительности, использующие различные режимы измерений, создан сканирующий дефектоскоп для детального обследования колонн.

Современные малогабаритные многозондовые электромагнитные дефектоскопы с микроконтроллерным управлением позволяют:

- обследовать техническое состояние действующих и ремонтируемых скважин;
- установить наличие дефектов типа трещин, коррозионных проявлений;
- определить толщину стенок до двух внутренних труб;
- отметить положение муфтовых соединений;
- выделить интервалы кумулятивной перфорации.

Сканирующий электромагнитный дефектоскоп с прижимными зондами обеспечивает детальное изучение колонн ремонтируемых скважин, позволяет получить развертку толщины стенок, выявить сквозные и несквозные коррозионные язвы и трещины, интервалы и отдельные отверстия сверлящей и кумулятивной перфорации.

Например, по данным интерпретации ЭМДС в нагнетательной скважине (рис. 4.9.1) в интервале 1060–1350 м выявлено более 20 локальных дефектов – коррозионных язв с объемом потери металла от 0,9 до 13 см³. Верхний интервал колонны 0–1060 м коррозией не затронут.

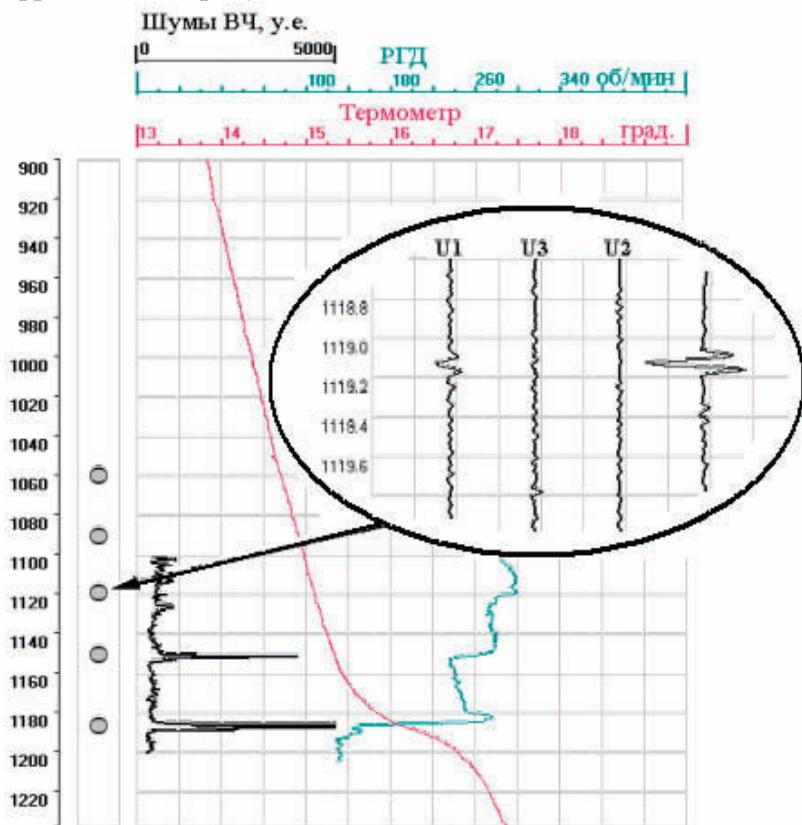


Рис. 4.9.1. Диаграммы ЭМДС, термометра, расходомера

Вопросы для самопроверки

1. Как будет влиять на сигнал ЭМДС расстояние между концами труб в муфтовых соединениях?
2. Как расстояние между концами труб будет влиять на сигнал магнитного локатора муфт?

4.10. Инструментальный контроль нагнетательных скважин

В нагнетательные скважины закачивают воду, и в принципе допустимо большое количество вариантов проведения измерений в скважине: как с помощью стационарных комплексов, так и спускаемыми скважинными приборами.

Измерение расхода

Измерение общего расхода скважины производится стационарными установками на устье.

Профиль расхода обычно регистрируется механическим расходомером (РМ), он позволяет регистрировать изменение скорости потока в зависимости от глубины.

Для нагнетательных скважин с малой производительностью можно применять пакерующиеся механические расходомеры. При больших закачиваемых объемах, формирующих турбулентное течение в зоне измерительного прибора, возможно использование непакерующихся расходомеров. И механических, и термокондуктивных (СТА).

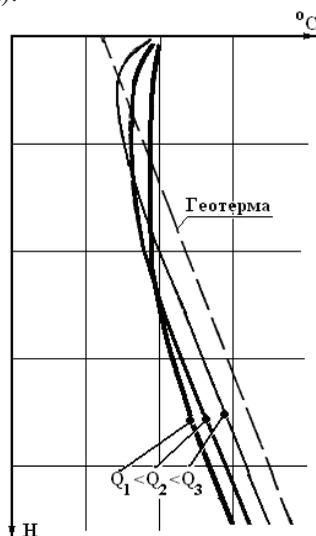


Рис. 4.10.1. Термограммы в нагнетательной скважине

Расчет расхода воды по термограмме может быть проведен и на основе теории тепломассопереноса [11], где приведены формулы распределения температуры в стволе скважины. Три термограммы в установившемся режиме для разных расходов показаны на планшете (рис. 4.10.1).

Здесь линии, к которым стремятся термограммы, в отличие от эксплуатационных скважин (рис. 4.2.1), находятся левее геотермы, причем чем закачиваемый объем больше, тем на большую величину от геотермы они сдвинуты.

Прочие измерения

Измерение температуры и давления и на устье, и на забое, и по стволу производится практически любыми комплексными скважинными приборами.

Для стационарных долговременных замеров этих параметров на забое могут устанавливаться и автономные приборы, и комплексы на кабеле.

Для постоянного контроля температуры по стволу может быть использован оптоволоконный распределенный термометр.

Регистрация распределения интенсивности естественной радиоактивности по стволу не имеет особенностей.

Регистрация местоположений муфтовых соединений и интервалов перфорации также проводится без осложнений.

Вопросы для самопроверки

1. Какого знака термоаномалия будет проявляться на термограмме нагнетательной скважины при остановке закачки? Почему?
2. Почему при большем расходе термограмма сдвигается левее?

4.11. Устьевые измерения расхода в обводненной скважине

Для получения достоверной информации на устье при инструментальном контроле таких скважин необходимо четко себе представлять происходящие в них физические процессы, структуру потока, взаимодействие и взаимовлияние различных компонентов протекающего флюида.

Уже говорилось, что вода и нефть поступают в скважину раздельно: вода – из нижней части перфорации, нефть – из верхней. В стволе скважины вода опускается к забою и собирается там, нефть поднимается к насосу.

Граница «нефть-вода» со временем поднимается до глубины входа в насос. При этом выше входа в насос в межтрубье стоит нефть, а ниже – вода, сквозь которую всплывают глобулы нефти.

В установившемся режиме добывающей обводненной скважины граница раздела гидростатически разделенных нефти и воды находится на глубине входа в насос, и насос, закачивая одновременно и воду и нефть, формирует водонефтяную эмульсию и проталкивает ее в НКТ.

Устьевые измерители расхода скважины, например типа «АСМА», накапливают определенный объем продукции, разделяют смесь на компоненты и проводят измерения их объемов.

Однако если наличествуют внешние воздействия, то граница «нефть-вода» может смещаться вверх или вниз относительно этого уровня, создавая режим периодической поочередной откачки нефти и воды.

Какова причина таких воздействий? Как при этом надо проводить измерения?

Измерения на устье при наличии стравливающего клапана

Воздействия присутствуют практически во всех скважинах. Их наличие обуславливается растворенным газом, выделяющимся в свободное состояние, реакцией оборудования скважины на выделившийся газ, а точнее, открытием стравливающего клапана в момент, когда давление газа в межтрубье достигает порогового значения.

4.12. Видео из скважины

Аппаратура видеонаблюдений в нефтяных скважинах предназначена для глубинной видеосъемки ствола скважины [2] и ориентирована на следующие задачи:

- а) визуальная оценка состояния колонны, интервала перфорации, забоя;
- б) выявление рабочих интервалов в зоне перфорации (нефть, вода);
- с) оценка состояния колонны или ствола в ИК или УФ спектрах.

Аппаратура включает в себя скважинный прибор 1, соединенный с регистратором 4. Информация от скважинного прибора на устье скважины передается по волоконно-оптической жиле специального грузонесущего кабеля 2, оптический информационный сигнал с которого преобразуется в электрический видеосигнал адаптером 3, установленным непосредственно на барабане подъемника, и через коллектор направляется для регистрации и визуализации на мониторе 5 (рис. 4.12.1).



Рис. 4.12.1. Состав аппаратуры видеонаблюдений

Скважинный прибор оснащен видеокамерой с прожектором, позволяющим вести видеосъемку в скважинах глубиной до нескольких километров в видимой части спектра. Применение в прожекторе светодиодов различных спектров излучения позволяет получать изображение в нескольких спектральных участках (инфракрасный, ультрафиолетовый, белый, монохромный). Передача оптической информации по скважинному кабелю до адаптера производится лазерным передатчиком.

Объектив и прожектор подсветки выполнены на синтетическом корунде, объектив дополнительно покрыт фторсодержащими полимерами, обладающими свойствами активно отталкивать нефть, что обеспечивает оптическую видимость в скважине в большом диапазоне наличия непрозрачных фракций.

Кадры видеofilьмов из скважины.

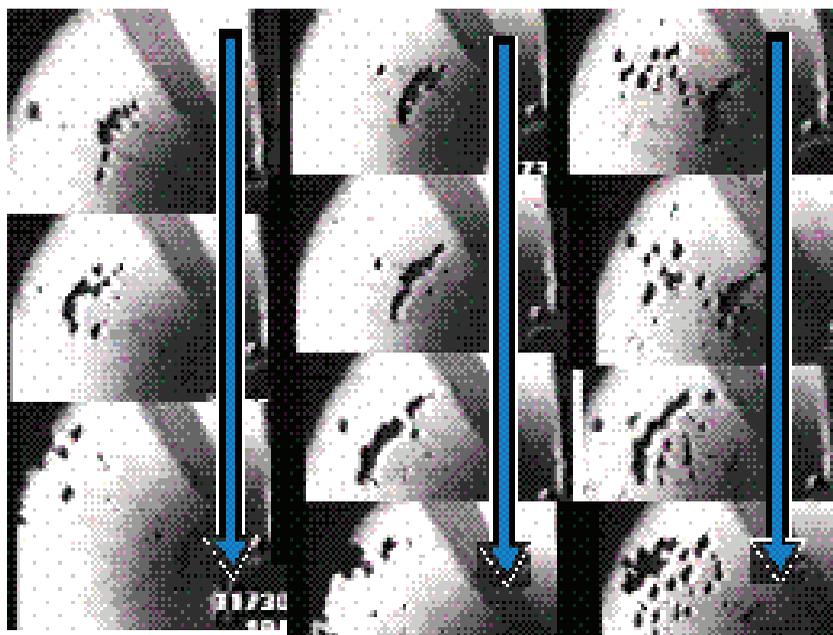


Рис. 4.12.2. Последовательные ряды кадров всплывания трех пачек глобул



**Рис. 4.12.3. Кадр из обводненной скважины.
Вверху всплывает струя нефти**

Вопросы для самопроверки

1. Какую информацию может дать скважинная видеосъемка в нефтяных скважинах?
2. Какую информацию может дать скважинная видеосъемка в газовых скважинах?

Литература

1. АС СССР 1056056 Ультразвуковой измеритель скорости подводных течений Раугаскас А.В. и др., 1983.
2. Быков И. Н., Некрасов А. Н., Шебанкин С. Е. Мониторинг технического состояния нефтяных и газовых скважин с использованием глубинной видеосъемки. IX Всероссийская выставка научно-технического творчества молодежи (24–27 июня 2009 г., Москва, ВВЦ): Официальный каталог. М.: ВВЦ, 2009.
3. Ипатов А.И. Низкочастотная спектральная локация естественных электромагнитных полей в эксплуатационных обводняющихся скважинах. Институт геофизики, ГАНГ, Метод. пособие, 1998.
4. Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов. М.: Научно-издательский центр, 2005.
5. Кременецкий М.И., Ипатов А.И. Гидродинамические и промышленно-технологические исследования скважин. Учебное пособие. МАКС Пресс, 2008.

6. Образование микропор в оптическом волокне под воздействием импульсного УФ-света высокой интенсивности. Журнал технической физики, том 76, вып.8, 2006.

7. Патент RU 2221225 Волоконно-оптическое устройство для измерения температурного распределения. Заирный М.В. и др., 2004.

8. Сидоров В.А. Сквaziнные дефектоскопы-толщиномеры для исследования многоколонных скважин. НТВ Каротажник № 24, Тверь, 1996.

9. Скопинцев С.П. Манометрический плотномер. Тверь: Издательство «АИС», Каротажник № 97.

10. Справочник по радиоизмерительным приборам: В 3-х т. Под ред. В.С. Насонова. М.: Сов. радио, 1979.

11. Чекалюк Э.Б. Термодинамика нефтяного пласта. М.: Недра, 1965.

5. МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ АППАРАТУРЫ

5.1. Поверка и калибровка средств измерений

Порядок поверки и калибровки средств измерений регламентируется Федеральным законом № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений» от 26 июня 2008 г:

«...поверке подлежат средства измерений, предназначенные для применения в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений. Остальные средства измерений могут подвергаться калибровке».

Поверка средств измерений – совокупность операций, выполняемых в целях подтверждения соответствия средств измерений метрологическим требованиям. Результаты периодической поверки действительны в течение межповерочного интервала, продолжительность которого определена в документации на средство измерений.

Калибровка средств измерений – это совокупность операций, выполняемых с целью определения и подтверждения действительных значений метрологических характеристик и/или пригодности⁴ к применению средств измерений, не подлежащих государственному метрологическому контролю и надзору. Результаты калибровки действительны в течение межкалибровочного интервала, продолжительность которого определяется Госстандартом РФ при утверждении типа средства измерения по результатам испытаний. Для средств измерений, которые не подлежат госнадзору, его величина согласовывается с Госстандартом или с аккредитированной им ведомственной метрологической службой.

⁴ Под пригодностью средства измерения подразумевается соответствие его метрологических характеристик ранее установленным техническим требованиям, которые могут содержаться в нормативном документе или определяться заказчиком. Вывод о пригодности делает калибровочная лаборатория.

Поверка (калибровка) проводится методом сличения действительного значения физической величины и показаний поверяемого средства измерения в нескольких контрольных точках, равномерно расположенных в диапазоне измерений. Действительные значения физической величины в контрольных точках могут либо задаваться с помощью калибровочных устройств, либо измеряться образцовым средством измерений, имеющим погрешность измерений в 3–5 раз меньшую, чем у поверяемого средства.

Если в документации на средство измерения нормируются и основная, и дополнительная погрешности, то поверка (калибровка) проводится при 3–5 значениях влияющих факторов [1–3].

5.2. Метрологическое обеспечение скважинных термометров и манометров

Калибровочная (поверочная) установка

Калибровочные установки измерителей температуры и давления, используемые различными потребителями, устроены одинаково.

Каждая установка включает в себя стандартный датчик давления, например манометрический пресс, который позволяет создавать в капиллярном трубопроводе давление жидкости с необходимой погрешностью.

Вторая часть установки – датчик температуры. Конструктивно датчик представляет собой термостат, обеспечивающий поддержание температуры в калибровочном объеме с заданной точностью.

Третья составляющая установки – термокамера, поддерживающая температуру близкой к температуре в термостате. Существуют калибровочные установки, в которых третья и вторая части совмещены.

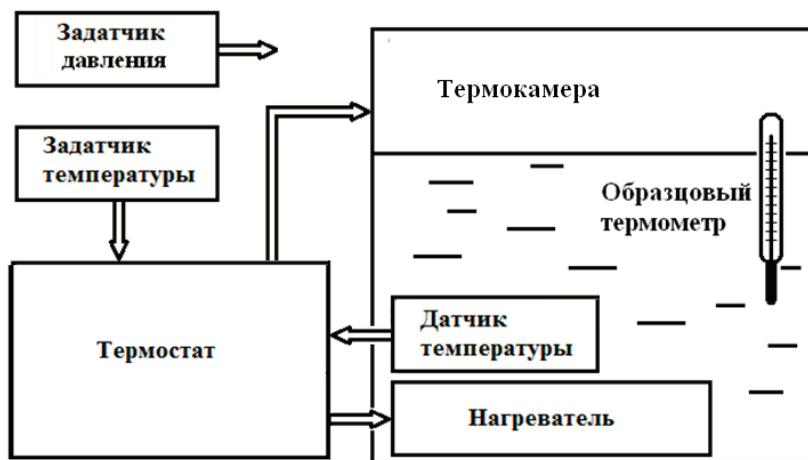


Рис. 5.2.1. Блок-схема калибровочной установки

Конструктивно калибровочные установки выполняются таким образом, чтобы верхняя часть скважинного прибора аппаратуры с

электронной схемой помещалась в термокамеру, а нижняя часть прибора, в которой установлен сенсор канала термометра, находилась непосредственно в термостате. В термостате должно находиться и образцовое средство измерения температуры, например ртутный термометр. Такое построение поверочного стенда (рис. 5.2.1) позволяет получить достоверные данные калибровочных и поверочных испытаний каналов во всем диапазоне рабочих температур в соответствии с паспортом прибора.

Задание температуры в термостате

Основное требование к калибровочной установке – стабильность поддержания температуры в интервале времени, когда происходит измерение контрольных точек. Соответственно, в зависимости от способа поддержания температуры (вида регулятора) изменяется точность калибровочной установки.

Если в установке используется термостат с релейной системой поддержания температуры, например с ртутным контактным термометром, то присутствуют большие колебания температуры теплоносителя в термостате, достигающие до $+0,3\text{ }^{\circ}\text{C}$ (рис. 5.2.2). Такие установки используют для испытаний термометров с погрешностью более $1\text{ }^{\circ}\text{C}$.

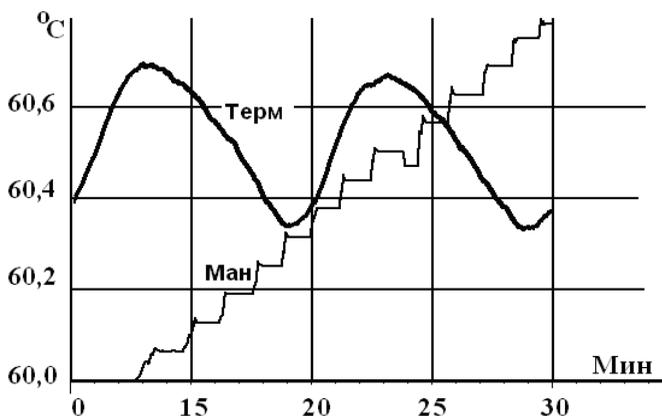


Рис. 5.2.2. Колебания температуры теплоносителя в термостате с релейной системой термостабилизации

Для большинства современных скважинных термометров используют ультратермостаты, нестабильность показаний которых не более $+0,1\text{ }^{\circ}\text{C}$. В таких термостатах используют способ плавного изменения нагрева в зоне заданного значения температуры.

Функциональная схема ультратермостата показана на фигуре (рис. 5.2.3). Система термостатирования работает следующим образом.

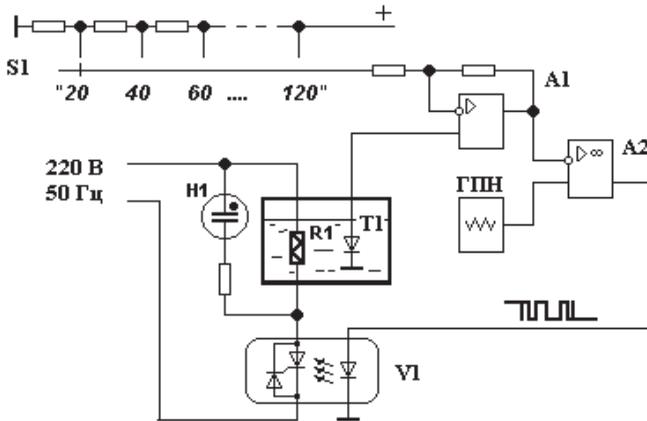


Рис. 5.2.3. Функциональная схема системы термостабилизации

С датчика температуры $S1$ на усилитель $A1$ поступает управляющее напряжение, где оно сравнивается с текущим значением температуры в термостате, измеренным датчиком $T1$. Выход усилителя соединен с первым входом компаратора $A2$. На второй вход компаратора от генератора $\Gamma\Pi\text{H}$ поступает линейно изменяющееся пилообразное напряжение заданной амплитуды.

При большой разнице значений заданного напряжения и напряжения, измеренного термометром $T1$, на выходе компаратора будет присутствовать либо отрицательное, либо положительное напряжение. Соответственно, тиристор $V1$ будет либо выключен (нагрев отключен), либо включен (режим нагрева полной мощности).

При близких значениях заданного и измеренного напряжения на выходе компаратора будет формироваться широтно-модулированный сигнал с периодом $\Gamma\Pi\text{H}$, переводящий систему термостатирования в режим плавно регулируемого нагрева. Нагреватель

периодически включается на регулируемую системой временную длительность с индикацией неоновой лампой Н1.

Иными словами, в режиме стабилизации температура поддерживается при регулируемой мощности нагревателя (рис. 5.2.4), что и обеспечивает малые колебания температуры теплоносителя в установке.

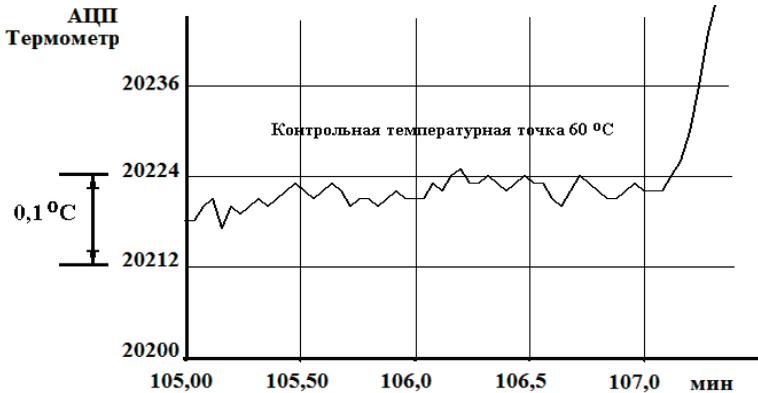


Рис. 5.2.4. Колебания температуры теплоносителя в ультратермостате

Типовой порядок проведения испытаний [5]

Для проведения калибровки (поверки) скважинный прибор 1 устанавливается в установку (рис. 5.2.6) таким образом, чтобы корпус прибора находился во внешней емкости 2 (термокамере), блок датчиков 3 – в баке термостата 4. К входу канала давления подсоединяется патрубок 5 от пресс-манометра 6. К регистратору 7 через электрический эквивалент кабеля 8 подключается испытуемый скважинный прибор.

Эквивалент геофизического кабеля представляет собой несколько последовательно соединенных RC-эквивалентов (рис. 5.2.5) полукилометровых отрезков кабеля того типа, который применяются на данном месторождении.

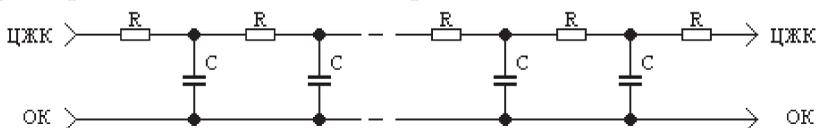


Рис. 5.2.5. Эквивалент геофизического кабеля

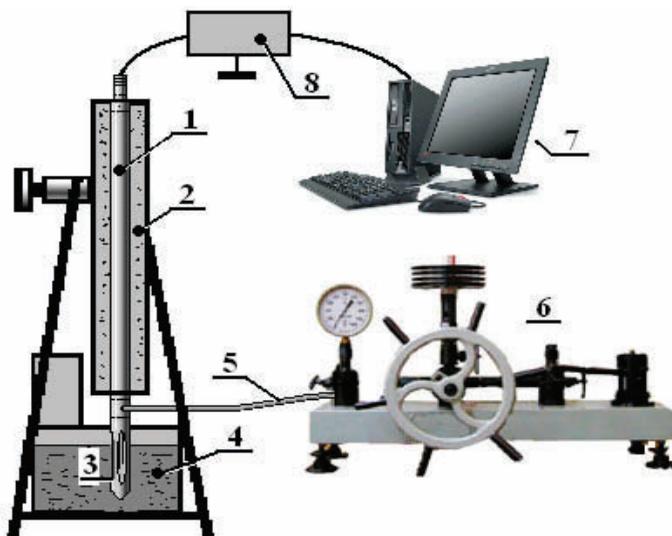


Рис. 5.2.6. Калибровочная установка

В калибровочной установке испытания каналов термометров и манометров выполняются одновременно.

Включается необходимое оборудование, в термостат устанавливается образцовый термометр, на экран визуализации выводятся диаграммы термометра Т, манометра М и термометра манометра ТМ. Включается режим регистрации с шагом по времени, например одна секунда.

При проведении испытаний последовательно устанавливают не менее 5–6 значений температуры, равномерно распределенных в диапазоне измерений канала термометра. Время установки каждой контрольной температурной точки достаточно большое, признаком окончания этого процесса обычно выбирают условие стабилизации показаний канала ТМ, а именно, когда его изменение не превышает $0,02\text{ }^{\circ}\text{C}$ за 1 минуту.

Контроль температуры теплоносителя осуществляют электронными термометрами или лабораторными ртутными термометрами типа ГЛ-4 с диапазонами измерения $0\text{--}55$, $50\text{--}105$ и $100\text{--}150\text{ }^{\circ}\text{C}$. Погрешность измерения температуры – не более $0,1\text{ }^{\circ}\text{C}$. Задание давления осуществляется с погрешностью менее $0,05\%$ от верхнего предела измерений скважинного манометра.

При каждом установившемся значении температуры с помощью датчика давления задается не менее 5 значений давления, равномерно распределенных от P_{\min} до P_{\max} (прямой и обратный ход). На каждой контрольной точке фиксируются показания каналов термометра, манометра и термометра манометра (рис. 5.2.7).

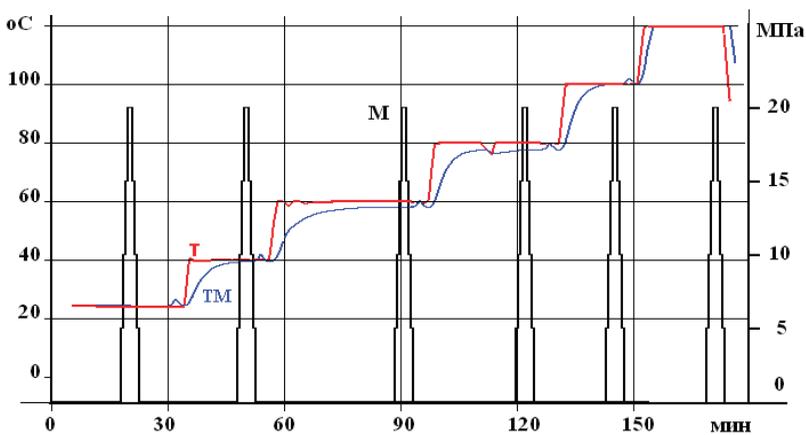


Рис. 5.2.7. Файл калибровки

Градуировка скважинных термометров и манометров

Градуировка скважинных термометров и манометров осуществляется в соответствии с документацией на аппаратуру. В том случае, если такая документация отсутствует, используют типовую методику градуировки, которая включает в себя:

- метрологические испытания;
- анализ полученных результатов и определение характеристик преобразования;
- оформление результатов.

Порядок проведения метрологических испытаний, в основном, описан выше. Отличие состоит в том, что регистрация выходных сигналов термометров и манометров проводится в единицах АЦП (рис. 5.2.8).

Полученные результаты оформляют в виде таблицы, например, см. рис. 5.2.9.

В данную таблицу записаны данные 5 контрольных точек градуировки термометра Т, термоанемометра ТА, термометра

манометра ТМан и семейство контрольных точек калибровки манометра Ман.

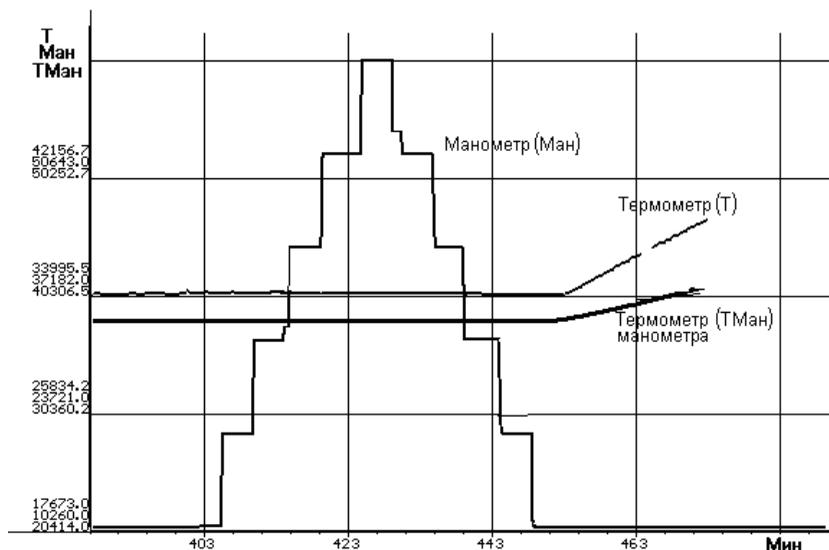


Рис. 5.2.8. Пример файла градуировки на контрольной точке

**Результаты метрологических испытаний
скважинного прибора № 26 от 30.01.2000**

	Град	20,40	34,90	59,85	79,90	100,00
Канал Т		20323	25888	34956	42365	49894
Канал ТА		18537	23131	31037	37786	44741
Канал ТМан		22827	22086	30824	38113	46389

	МПа					
Канал Ман	0	10491	10461	10436	10432	10438
	5	16955	16965	16946	16956	16993
	10	23430	23424	23427	23457	23520
	15	29833	29868	29894	29938	30037
	20	36269	36309	36358	36414	36543
	25	42710	42739	42810	42880	43041

Рис. 5.2.9. Таблица результатов метрологических испытаний

Контроль достоверности значений таблицы градуировки

Обычно контроль достоверности градуировки каналов проводится на основании приоритетного требования к аппаратуре: все

преобразователи, входящие в состав измерительного канала, должны иметь линейную характеристику. Это позволяет проконтролировать получаемый массив градуировочных точек на принадлежность к одной прямой и выявить ошибки градуировки.

Оценка достоверности полученных данных и проверка линейности характеристик преобразования термометра и термоанемометра проводятся следующим образом (показана обработка термометра, обработка термоанемометра производится аналогично):

а) одномерный массив данных калибровки термометра $AЦП(i)$ и соответствующих значений заданной температуры в контрольных точках, измеренных образцовым термометром $T_{зад}(i)$, аппроксимируют по методу наименьших квадратов прямой линией и рассчитывают коэффициенты A и B

$$Y = A + B \cdot x;$$

б) используя полученные значения A и B и данные АЦП калибровки термометра в контрольных точках, рассчитывают соответствующие значения температуры, измеренные аппаратурой

$$T_{изм}(i) = A + B \cdot AЦП(i);$$

в) определяют разности значений рассчитанных температур и значений, измеренных контрольным термометром в термостате калибровочной установки

$$\Delta(i) = T_{зад}(i) - T_{изм}(i);$$

д) в том случае, если разность значений больше $0,15...0,20$ °С, отключают значение в данной контрольной точке и повторяют расчет по пп. а)...д).

Расчет может быть произведен в программе Excel.

Ниже приведен расчет, выполненный специализированной программой.

Таблица 5.2.1

Контроль данных по линейной формуле $Y=A+B \cdot X$						
Cmin = -7.18 Cmax = 140.65						
N	& Град	Проверка			Градуировка	
		Срасч	Спров	АЦП	Град	АЦП
1	-0.044	22.644	22.600	21108	22.600	21108 +
2	-0.624	35.524	34.900	25888	34.900	25888 -
3	-0.046	59.896	59.850	34956	59.850	34956 +
4	0.091	79.809	79.900	42365	79.900	42365 +
5	-0.045	100.045	100.000	49894	100.000	49894 +
Коррекция данных нужна? <Y/N>?						

В таблице 5.2.1 показан результат контроля калибровки термометра:

- найдена ошибка оператора на контрольной точке 34,9 °С;
- определена нелинейность характеристики преобразования канала (менее 0,1 °С);
- подтверждено, что канал термометра обеспечивает достоверные измерения при верхнем значении требуемого диапазона измерений температуры, равного 100 °С;
- определены значения крайних точек характеристики преобразования канала (минус 7 °С, +140 °С), показывающие, что прибор обеспечивает проведение измерений в паспортном диапазоне.

Соответственно, в паспорт прибора в качестве значений градуировки заносятся **две градуировочные точки**, соответствующие началу и концу температурного диапазона градуировки.

Здесь: АЦП (22,60 °С) = 21108, АЦП (100,00 °С) = 49894.

Контроль достоверности градуировки манометра

Контроль достоверности градуировки манометра проводится с учетом ввода температурной поправки во всем диапазоне рабочих температур.

Расчеты можно провести в программе Excel, но удобнее вести работу в специализированной программе. Результатом обработки градуировки канала манометра становятся **четыре градуировочные точки** манометра и два значения АЦП термометра манометра, соответствующие началу и концу рабочего температурного диапазона:

	14954	45337	АЦП ТМ
МПа			
0	10690	10780	АЦП Ман
25	46766	47136	

Вопросы для самопроверки

1. Сколько контрольных точек требуется снять при проведении операций поверки для измерительного канала с линейной характеристикой преобразования? Как они должны быть расположены?

2. Сколько контрольных точек требуется снять при проведении операций градуировки для измерительного канала с нелинейной характеристикой преобразования? Как они должны быть расположены?

5.3. Метрологическое обеспечение измерителя гамма-излучения

Поверка или калибровка канала ГК производится на стенде, схема которого показана на фигуре (рис. 5.3.1).

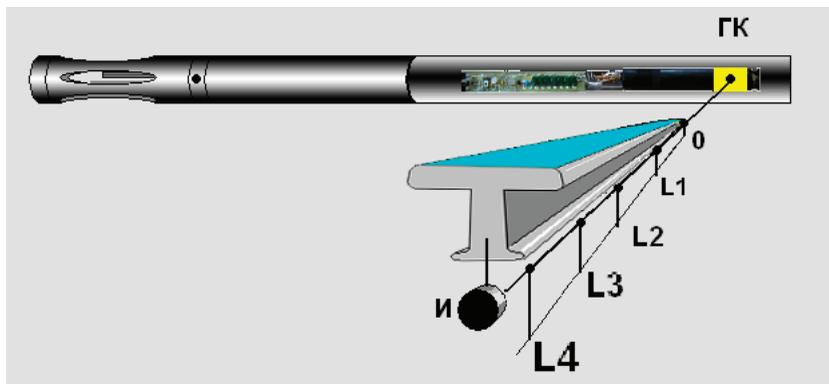


Рис. 5.3.1. Упрощенная конструкция поверочного стенда ГК

Стенд включает в себя транспортную рейку с контрольными точками L0...L4, источник излучения и место крепления приборов.

Источник должен храниться в защитном контейнере. В рабочем состоянии (на стенде) он должен иметь коллиматор, обеспечивающий направленное излучение в сторону приборов.

Метод непосредственного сличения

Для проведения поверки может использоваться метод непосредственного сличения двух средств измерения. При этом в качестве образцового прибора может использоваться любой другой измеритель гамма-излучения, погрешность которого в 3–5 раз меньше поверяемого, в качестве источника физического сигнала – любой стабильный источник излучения гамма-квантов.

Поверка на стенде происходит следующим образом.

Поверяемый и образцовый приборы закрепляют на стенде, включается регистрация измерений. Источник И достают из контейнера и устанавливают в точку L4 стенда. После выдержки ис-

точник перемещают к приборам, останавливая в контрольных точках L3...L0.

По зарегистрированным в контрольных точках данным определяют абсолютную погрешность, равную разности показаний поверяемого и образцового приборов.

Метод косвенного измерения с измерителем фона

Для реализации данного метода необходимо использовать источник стабильного излучения с таблицей значений интенсивности гамма-излучения, создаваемых в месте крепления прибора источником, находящимся в контрольных точках L0...L4.

В этом случае проверка на стенде происходит следующим образом.

Поверяемый прибор закрепляют на стенде, включается регистрация измерений. Источник достают из контейнера и устанавливают в точку L4 стенда. После выдержки источник перемещают к приборам, останавливая в контрольных точках L3...L0.

Одновременно образцовым прибором необходимо регистрировать вне зоны облучения источником фоновое значение гамма-излучения.

По зарегистрированным в контрольных точках данным определяют абсолютную погрешность, равную разности показаний поверяемого прибора и суммы значений фонового гамма-излучения в контрольное время и табличной величины интенсивности источника.

Метод косвенного измерения без измерителя фона

В том случае, если образцовый прибор для измерения фонового значения гамма-излучения отсутствует, допускается в качестве значения фона использовать среднее значение показаний поверяемого прибора, снятое в контрольное время, соответствующее нахождению источника в контейнере.

Примечания

1. Градуировку и калибровку проводят любым из описанных методов, используя опции, предусмотренные документацией на данный измеритель.

2. Контрольные точки L0...L4 необходимо выбирать, исходя из учета ослабления интенсивности источника пропорционально квадрату расстояния. Контрольные значения интенсивности должны быть равномерно распределены в диапазоне измерений. Например, если место крепления прибора отстоит от точки L0 на расстоянии 8 м, точки L0...L4 расположены, соответственно, на длинах 0, 1, 2.5, 4.5 и 10 м, то шаг изменения интенсивности радиации будет равен примерно 20% от максимального.

3. При испытаниях могут быть использованы и иные стенды, обеспечивающие изменение интенсивности излучения в соответствии с требованиями к измерительному каналу [4].

Вопросы для самопроверки

1. Для решения каких задач может быть использован неградуированный канал ГК?

Литература

1. Блюменцев А.М., Калистратов Г.А., Лобанков В.М., Цирюльников В.П. Метрологическое обеспечение геофизических исследований скважин. М.: Недра, 1991.

2. Бувевич А.С., Коршиков Н.С. Тенденция развития аппаратурно-методического обеспечения ГИЭС. НТВ Каротажник, 1994, № 10.

3. Лобанков В.М. Основы метрологии геофизических измерений. Уфа: Новый стиль, 2011.

4. Патент RU 2231810 Установка для калибровки скважинных приборов гамма-каротажа. Гарейшин З.Г. и др., 2002.

5. Скопинцев С.П. и др. Метролого-методическое обеспечение измерений температуры и давления аппаратурой газодинамического каротажа. Тверь: Издательство «АИС», Каротажник № 62.

6. ОСНОВЫ ЭЛЕКТРОННОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ АППАРАТУРЫ

Развитие электроники и новых технологий позволило перейти от отдельных скважинных приборов, измеряющих один-два параметра, к комплексной многомодульной аппаратуре, где каждый модуль включает в себя несколько измерительных каналов, а количество модулей, входящих в один скважинный прибор, ограничивается только эксплуатационными условиями.

В этой главе даны основные понятия и некоторые типовые и современные схемы, необходимые для понимания принципов построения и работы аппаратуры ГИС-контроль.

6.1. Электрические элементы

Понятие об электрическом токе

Электрический ток – направленное (упорядоченное) движение заряженных частиц. Такими частицами могут являться: в металлах – электроны, в электролитах – ионы, в газах – ионы и электроны, в вакууме при определенных условиях – электроны, в полупроводниках – электроны и дырки [2].

Движение зарядов происходит под действием электрического поля.

Источниками электрического поля могут быть химические элементы (батареи и аккумуляторы), электромагнитные генераторы (динамо-машины), механические устройства (сегнетоэлектрики), фотогенераторы и пр. Разницу потенциалов напряженности на электродах источников называют напряжением.

Напряжение измеряют в вольтах.

Различают переменный ток (AC), постоянный ток (DC) .

Постоянный ток – ток, направление и величина которого слабо меняются во времени.

Переменный ток – ток, величина и направление которого меняются во времени. Среди переменных токов основным является ток, величина которого изменяется по синусоидальному закону.

Период переменного тока – наименьший промежуток времени, через который изменения силы тока и напряжения повторяются.

Принято, что направление тока совпадает с направлением движения положительных зарядов в проводнике, например от положительного электрода источника постоянного тока к отрицательному электроду.

Ток измеряют в амперах.

Характеристики электрического тока

Сила тока – физическая величина, равная отношению количества заряда, прошедшего за некоторое время по проводнику, к величине этого промежутка времени.

По закону Ома сила тока I на участке цепи прямо пропорциональна напряжению U , приложенному к этому участку цепи, и обратно пропорциональна его сопротивлению R [Ом]:

$$I = \frac{U}{R}.$$

По законам Киргоффа сумма напряжений на элементах замкнутой цепи равна нулю, сумма токов в любой точке цепи равна нулю.

Для переменного тока также действуют законы Ома и Киргоффа, только используется комплексное сопротивление Z :

$$Z = R + jX,$$

где R – активная составляющая;

X – реактивная составляющая.

Для конденсатора: $X_C = \frac{1}{\omega \cdot C}$.

Для индуктивности: $X_L = \omega \cdot L$.

Некоторые элементы и устройства электрической цепи

Электрической цепью называют соединение устройств и элементов, предназначенное для протекания электрического тока [1].

Резистор – элемент цепи, характеризующийся только сопротивлением.

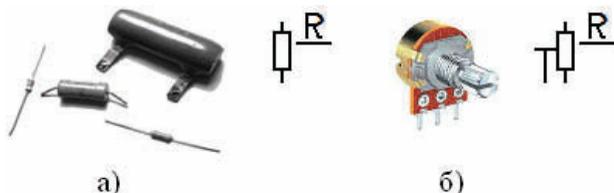


Рис. 6.1.1. Внешний вид резисторов. Обозначение

Используют постоянные резисторы а), сопротивление которых неизменно, и переменные резисторы б), имеющие третий перемещающийся вывод.

Конденсатор – пассивный элемент цепи с определенным значением емкости и малой проводимостью. В цепи переменного тока его реактивное сопротивление падает с увеличением частоты тока.

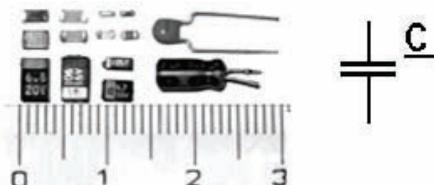


Рис. 6.1.2. Внешний вид конденсаторов. Обозначение

Индуктивность – пассивный элемент цепи с определенной инерционностью реакции на изменение тока и большой проводимостью. В цепи переменного тока его реактивное сопротивление растет с увеличением частоты тока.

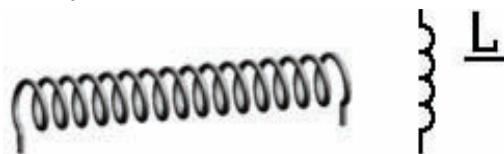


Рис. 6.1.3. Внешний вид индуктивности. Обозначение

Трансформатор – это электромагнитное устройство, имеющее две или более обмоток на магнитопроводе, которые индуктивно связаны между собой.

Трансформатор предназначен для преобразования и гальванической развязки напряжений переменного тока в различных частях электрической цепи.

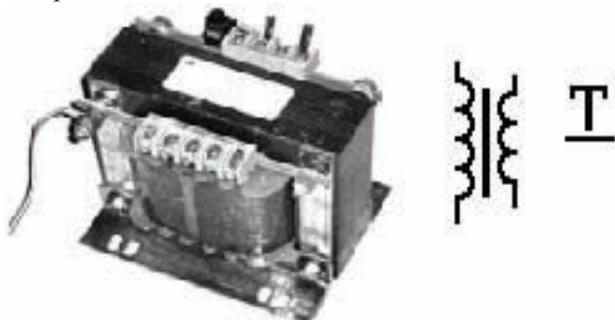


Рис. 6.1.4. Внешний вид трансформатора. Обозначение

Полупроводниковые элементы электрической цепи

Диод – электронный элемент, обладающий различной проводимостью в зависимости от направления электрического тока.

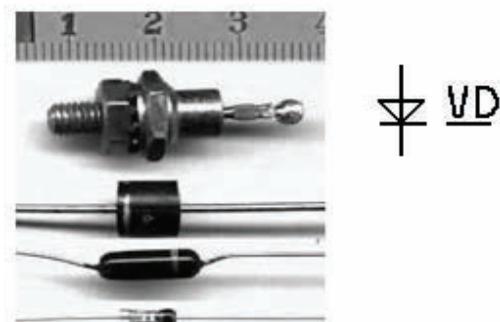


Рис. 6.1.5. Внешний вид диодов. Обозначение

Транзистор – электронный компонент из полупроводникового материала, позволяющий входным сигналом управлять током в электрической цепи. Иными словами, изменение тока в цепи базы B вызывает в N раз большее изменение тока по цепи коллектор K – эмиттер, где N – коэффициент усиления.



Рис. 6.1.6. Внешний вид транзисторов. Обозначение

Интегральная схема, чип, микрочип – электронная схема произвольной сложности, помещенная в неразборный корпус. Цифровая схема обозначается как DD, аналоговая – DA.

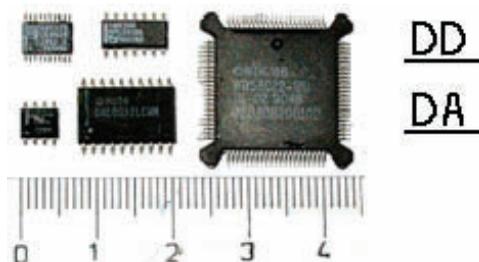


Рис. 6.1.7. Внешний вид интегральной схемы. Обозначение

6.2. Скважинные первичные преобразователи

Источниками электрических сигналов, связанных с измеряемыми параметрами, являются сенсоры – чувствительные элементы, изменяющие какой-либо свой электрический параметр под действием внешнего воздействия.

В скважинной аппаратуре применяются сенсоры, использующие большой ряд самых разных физических эффектов.

В канале термометра применяют:

- резистивные термометры, сопротивление которых растет с ростом температуры;
- полупроводниковые датчики, сопротивление которых падает с ростом температуры;
- термоэлектрические датчики (термопары), на выводах которых с изменением температуры изменяется величина генерируемого постоянного напряжения;
- пьезоэлектрические сенсоры. В датчиках этого типа главным элементом является кварцевый пьезорезонатор, собственная частота которого изменяется под действием температуры;
- манометрические датчики, например геликсные. В них изменение объема жидкости приводит к механическому перемещению, которое, в свою очередь, механически изменяет электрический параметр, например, с помощью вращения оси переменного резистора.

В канале манометра применяют:

- манометрические датчики, где изменение давления в полости геликса приводит к механическому перемещению, которое преобразуется в изменение электрического параметра;
- тензопреобразователи, где деформация мембраны приводит к изменению сопротивления тензорезисторов, закрепленных на мембране;
- пьезоэлектрические сенсоры, собственная резонансная частота которых изменяется под действием внешнего давления;
- струнные датчики, у которых также собственная резонансная частота изменяется под действием внешнего давления. Преобразование колебаний струны в электрический параметр производится индуктивным способом;

– емкостные и индуктивные датчики, где деформация элемента конструкции вызывает изменение реактивной составляющей комплексного сопротивления.

Скорость потока флюида измеряют механическими расходомерами, где частота вращения турбины пропорциональна измеряемому параметру. Измерение частоты вращения обычно производится измерением скорости вращения магнитного поля, создаваемого магнитом, закрепленным на вращающейся турбине. Датчики изменения магнитного поля: катушка индуктивности, герконы разного типа, датчики Холла.

Существует еще один способ измерения скорости потока – термоанемометрический, когда измеряют температуру нагреваемого элемента, находящегося в потоке флюида. Степень охлаждения элемента пропорциональна скорости потока. Однако этот способ информативен только в однокомпонентном потоке. В многокомпонентном потоке термоанемометр измеряет степень охлаждения датчика, что связано не только со скоростью потока, но и с другими свойствами флюида, способствующими охлаждению: теплоемкостью, теплопроводностью. Это позволяет получить данные для определения состава флюида (газ, нефть или вода).

В качестве датчика состава также используют влагомер. Принцип работы датчика – диэлькометрический. При изменении состава флюида в конструктивном объеме измерителя происходит изменение его электрической емкости.

Датчик шумомера – пьезоэлектрический микрофон. Электрический выходной сигнал вырабатывает сам датчик за счет пьезоэффекта.

Датчик локатора муфт – дифференциальный трансформатор с подмагничиванием постоянными магнитами. При механическом размыкании внешнего магнитопровода происходит перераспределение магнитных силовых линий внутри магнитопровода. При этом изменение магнитного поля вызывает появление сигнала ЭДС (электродвижущей силы) в катушке трансформатора.

В скважинной аппаратуре используют два принципиально различных датчика радиоактивности.

Тип первого датчика – ионизационный, когда радиоактивная частица, пролетая сквозь капсулу с газом, ионизирует его, создавая электрический импульс на выходе датчика.

Во втором датчике происходит двойное преобразование. Вначале радиоактивная частица выбивает квант света из чувствительного кристалла. Свет, в свою очередь, выбивает один или несколько электронов из катода фотоэлектронного умножителя ФЭУ. Затем ФЭУ умножает количество электронов до уровня, необходимого для формирования нормированного выходного импульса.

6.3. Датчики наземной части аппаратуры

Для проведения ГИС необходимо знать положение скважинного прибора в колонне.

При работе с геофизическим кабелем на счетчике глубины в начале движения устанавливается ноль глубины, затем, измеряя длину спускаемого кабеля, определяют глубину спуска. Подсчет длины производят, прижимая к кабелю вращающийся ролик датчика глубин, частоту и фазу вращения которого измеряет, например, энкодер (см. раздел 1.3).

Второй тип датчика глубин выполнен на паре сельсинов.

При их использовании вращение ролика, установленного на устье скважины, передается в кабину каротажной станции, заставляя вращаться перфорированный диск. Два фотодатчика, установленные у края диска, измеряют его вращение. При этом каждое отверстие диска формирует два перекрывающихся электрических импульса, определяющих направление движения кабеля и количество прошедших меток глубины.

Сенсор датчика натяжения кабеля – тензометрический. При натяжении троса пластина, на которой укреплены ролики, прилегающие к тросу, изгибается. Тензодатчик измеряет деформацию, его выходной сигнал пересчитывается в единицы натяжения.

Принцип работы датчика магнитных меток на кабеле похож на принцип работы считывающей головки на магнитофоне. Магнитная метка кабеля, проходя мимо считывающей катушки, воздействует на нее, формируя на выходе датчика электрический сигнал.

Вопросы для самопроверки

1. Какие сенсоры используют на устье скважины? Какие физические явления используют для их создания?

6.4. Электрические преобразователи

Обработка сигналов

Сигналы, получаемые с сенсоров, сигналы телесистемы обычно имеют малую величину. Для дальнейшей работы с ними их необходимо усилить и преобразовать в форму, используемую последующими схемами, т.е. нормализовать. Усиление с заданным коэффициентом обычно проводится с помощью операционных усилителей [3–9].

Операционный усилитель

Операционный усилитель (ОУ) – усилитель постоянного тока, предназначенный для выполнения операций над аналоговыми и импульсными сигналами в схемах с обратными связями.

ОУ обозначается в электронных схемах, как показано на фигуре (рис. 6.4.1), и обладает основными следующими свойствами:

- имеет два входа: прямой ($In+$) и инверсный ($In-$). Если на прямом входе напряжение растет, то на выходе Out тоже растет. Если на инверсном входе растет напряжение, то на выходе Out уменьшается;
- в усилительном (линейном) режиме работы напряжение между инверсным и прямыми входами равно нулю;
- входной ток равен нулю;
- максимальное выходное напряжение усилителя равно напряжению питания (положительного $U+$ или отрицательного $U-$).

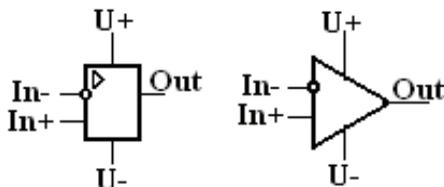


Рис. 6.4.1. Обозначение операционного усилителя

Линейный усилитель на ОУ

Принцип расчета коэффициента усиления такой схемы (рис. 6.4.2).

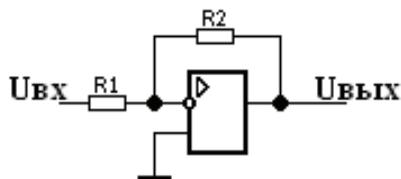


Рис. 6.4.2. Линейный усилитель. $U_{вых} = U_{вх} \cdot (-R2/R1)$

Поскольку напряжение на инверсном входе равно напряжению на прямом входе и здесь равно нулю, то ток через резистор $R1$ определится по формуле:

$$I_{R1} = U_{вх}/R1.$$

Поскольку входной ток усилителя равен нулю, то ток I_{R1} потечет далее через резистор $R2$, создавая на нем падение напряжения:

$$U_{R2} = U_{вых} = R2 \cdot I_{R1},$$

откуда:

$$U_{вых} = U_{вх} \cdot (-R2/R1),$$

или

$$K_{ус} = -R2/R1.$$

Аналогично можно посчитать коэффициента усиления схемы (рис. 6.4.3). Причем, если $R2 = 0$ или $R1 = \infty$, то $K_{ус} = 1$.

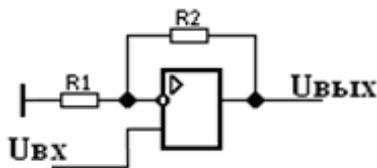


Рис. 6.4.3. Линейный усилитель. $U_{вых} = U_{вх} \cdot (1+R2/R1)$

Нормализатор канала влагомера

Входное сопротивление схемы на фигуре (рис. 6.4.3) равно бесконечности, что позволяет подключать к нему, например, сенсор влагомера по схеме емкостного делителя (рис. 6.4.4).

В этой схеме периодический прямоугольный сигнал T поступает на последовательно включенные конденсатор $C1$ и емкостной сенсор Sx . К сенсору подсоединены также ключ DD и усилитель DA с единичным коэффициентом усиления.

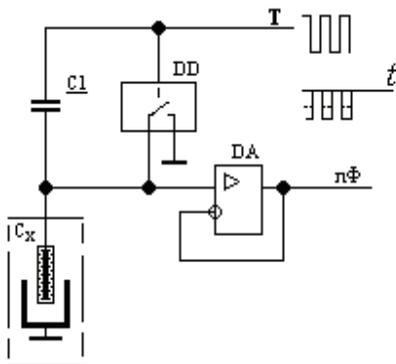


Рис. 6.4.4. Измеритель емкости датчика влагомера

При положительном значении сигнала Т замыкается ключ DD, и напряжение на входе усилителя DA становится равно нулю. Затем на выходе емкостного делителя C1, Cx создается отрицательный потенциал, обратно зависящий от емкости датчика влагомера Cx. Усилитель, имея большое входное сопротивление, повторяет это напряжение, не допуская разряда конденсаторов малой емкости измерительной цепи. Напряжение с выхода усилителя DA поступает на вход АЦП, где оно преобразуется в цифровой сигнал влагомера.

Нормализатор канала манометра

Тензопреобразователь, используемый в канале манометра, имеет два вывода (дифференциальный выход), на одном из которых при увеличении измеряемого давления напряжение растёт, а на другом – уменьшается. Для такого устройства применяют дифференциальный усилитель.

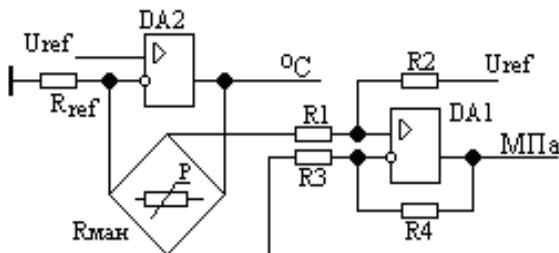


Рис. 6.4.5. Дифференциальный усилитель в канале манометра

Для усилительного каскада, включающего DA1, $R1=R3$, $R2=R4$, коэффициент усиления $K_{ус} = -R2/R1$.

В нормализаторе канала манометра применяют стабилизатор тока на DA2. Ток, протекающий через резистор R_{ref} и через тензопреобразователь $R_{ман}$, стабилизирован на уровне:

$$I_{стаб} = U_{ref}/R_{ref}.$$

Нормализатор канала шумомера

В качестве сенсора шумомера используют пьезодатчик.

Когда на пьезоэлемент воздействует акустическая волна, на его выходных электродах появляется электрический сигнал, который при нормализации должен быть усилен в 100...1000 раз.

Учитывая тот факт, что эквивалентная схема пьезоэлемента представляет собой источник сигналов, включенный последовательно с конденсатором малой емкости, становится понятно, почему в схеме нормализатора шумомера использован прямой вход операционного усилителя, имеющий высокое входное сопротивление. А именно: частотный диапазон акустического поля, анализируемый с помощью шумомера, начинается от 0,2...0,5 кГц. На таких частотах комплексное сопротивление пьезодатчика составляет несколько Мом, значит, и входное сопротивление нормализатора должно быть того же уровня.

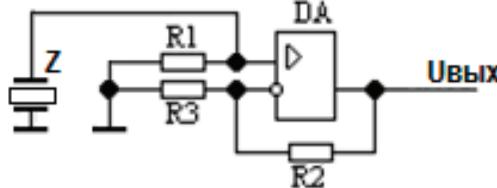


Рис. 6.4.6. Нормализатор канала шумомера. $R1 > 10 \text{ МОм}$

Частотный преобразователь

В канале влагомера применяется также и частотный преобразователь. Схема (рис. 6.4.7) работает следующим образом.

Операционный усилитель имеет положительную обратную связь через резистор R2. Увеличение напряжения на выходе DA1 передается на прямой вход ОУ, что приводит к еще большему

увеличению напряжения на выходе, и т.д. Процесс заканчивается, когда на выходе напряжение достигает одного из пределов, например U_+ . И начинается процесс зарядки конденсатора C_x через резистор R_3 к напряжению U_+ .

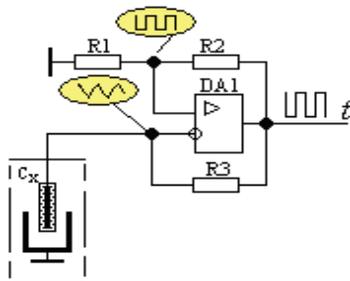


Рис. 6.4.7. Частотный преобразователь в схеме влагомера

В тот момент, когда напряжение на конденсаторе (инверсном входе) превысит напряжение на средней точке резисторов R_1 , R_2 (на прямом входе), положительная обратная связь скачком перебросит выходное напряжение к значению U_- , и конденсатор C_x начнет перезаряжаться к напряжению U_- .

Период повторений колебаний пропорционален значению емкости C_x , т.е. диэлектрической проницаемости среды, находящейся в измерительной емкости влагомера.

6.5. Частотные фильтры

АЧХ геофизического кабеля

Скважинная и наземная части аппаратуры связаны друг с другом двухпроводной линией связи – геофизическим кабелем.

С электрической точки зрения этот кабель представляет собой многозвенный фильтр низкой частоты с полосой пропускания до 3...5 кГц. Эквивалентную схему кабеля длиной 3 км можно представить в виде электрической цепи, состоящей из шести RC-цепочек (рис. 6.5.1).

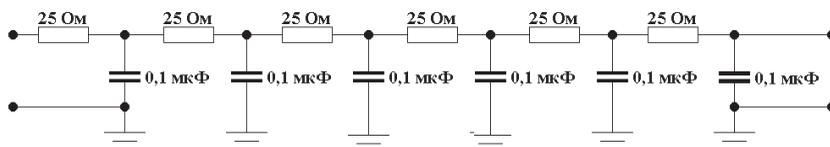


Рис. 6.5.1. Упрощенная эквивалентная схема геофизического кабеля на 3 км

Его частотная характеристика приведена на планшете (рис. 6.5.2).

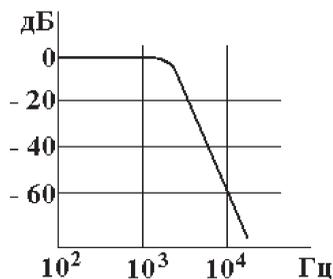


Рис. 6.5.2. Амплитудно-частотная характеристика (АЧХ) кабеля на 3 км

Полная эквивалентная схема кабеля включает в себя еще и индуктивности, и локальные резонансные контуры, к тому же изменяющие свои характеристики в процессе сматывания кабеля с катушки подъемника. Все это затрудняет передачу информации по геофизическому кабелю.

Избирательный усилитель

Для уменьшения ошибок при передаче информации, повышения достоверности передаваемых данных применяются аппаратные средства. В частности, входные цепи и скважинного прибора, и наземного регистратора имеют в своем составе частотно-зависимые цепи, чаще всего – избирательные каскады, полоса пропускания которых приведена на фигуре (рис. 6.5.3).

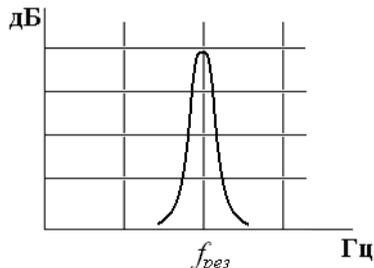


Рис. 6.5.3. Амплитудно-частотная характеристика избирательного усилителя

На фигуре (рис. 6.5.4) показан транзисторный LC-избирательный усилитель.

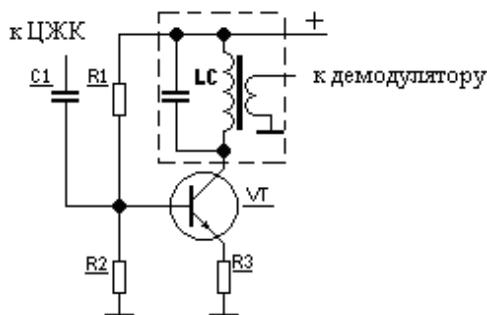


Рис. 6.5.4. Транзисторный LC-избирательный усилитель

Принцип работы такого избирательного усилителя заключается в том, что в качестве нагрузки транзисторного каскада использован LC-контур, малое сопротивление которого на низких частотах определяется индуктивностью, малое сопротивление на высоких частотах определяется емкостью, а на резонансной частоте $f_{рез}$:

$$f_{рез} = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}}$$

сопротивление контура будет максимальным.

Соответственно, и усиление каскада будет максимальным. При этом, хотя все сигналы с ЦЖК через конденсатор С1 поступают на вход каскада и усиливаются, полезный сигнал телесистемы, например Манчестер-2, который имеет частоту, близкую к $f_{рез}$, усиливается в значительно большей степени, чем помехи, частота которых находится вне зоны контура LC.

Полезный сигнал через трансформаторный выход направляется на демодулятор для дальнейшей обработки.

Полосовые усилители

Полосовые избирательные усилители (полосовые фильтры) используют, например, в устройствах обработки сигналов шумомера с целью выделения сигналов, частота которых находится в заданной области частот. Наиболее просто такие фильтры получают последовательным соединением НЧ- и ВЧ-фильтров.

Аппаратно НЧ-фильтр и ВЧ-фильтр могут быть выполнены по схемам, показанным на фигурах (рис. 6.5.5, 6.5.6).

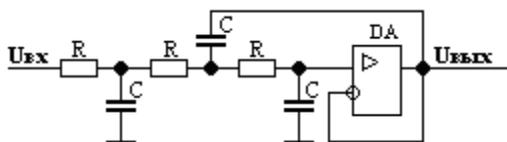


Рис. 6.5.5. НЧ-фильтр 3 порядка

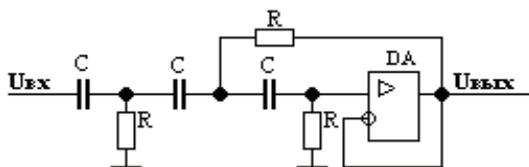


Рис. 6.5.6. ВЧ-фильтр 3 порядка

Нижняя граница АЧХ полосового фильтра (рис. 6.5.7) формируется ВЧ-фильтром, верхняя граница, соответственно, НЧ-фильтром.

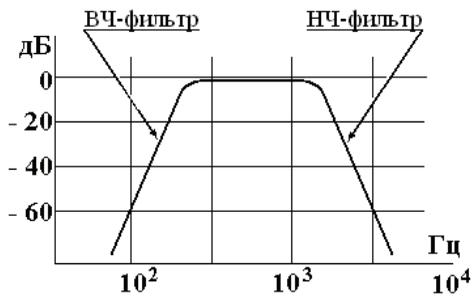


Рис. 6.5.7. АЧХ полосового фильтра 0,2...2 кГц

6.6. Цифровые устройства

Счетчики импульсов

В канале ГК и в канале механического расходомера выходным параметром переменного электрического сигнала является его частота. Измерение частоты электрического сигнала производится с помощью счетчиков [10].

На схеме (рис. 6.6.1) показана принципиальная схема такого счетчика, выдающего результат в двоичном формате. Счетчик работает следующим образом.

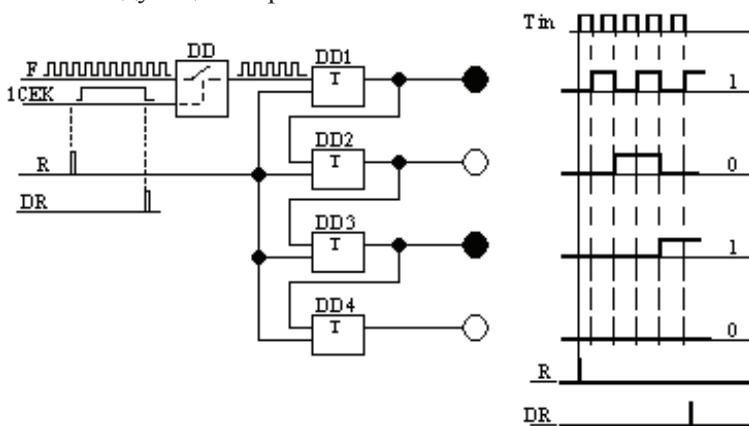


Рис. 6.6.1. Счетчик импульсов

Ключ DD замыкается на 1 секунду импульсом 1 СЕК , и сквозь него проходит последовательность импульсов, частоту которых необходимо измерить. В рассматриваемом случае за 1 секунду прошло 5 импульсов (T_{in}), т.е. частота нашего сигнала равна 5 Гц.

Выделенные 5 импульсов поступают на счетный регистр, состоящий из четырех последовательно включенных счетных триггеров.

Счетный триггер после каждого прошедшего импульса переключается поочередно в положения «вкл–выкл», т.е. на выходе триггера поочередно появляется «единица» (высокое напряжение) или «ноль» (0 вольт). Соответственно, после прохождения

пяти импульсов триггер младшего разряда DD1 останется в положении «единицы», триггер DD2 останется в положении «ноль», DD3 – «единица», DD4 – «ноль». Регистр будет хранить в себе число «пять» в двоичном формате 0101.

Перед началом счета регистр обнуляется командой R. После окончания счета формируется команда DR (data ready), по которой результат измерений из регистра считывается пользовательскими цепями. Такой вид выдачи информации называется «параллельный интерфейс».

Чтобы получить последовательный код на выходе, к выходам счетного регистра присоединяют электронный переключатель, который поочередно с заранее оговоренной частотой подключает их к шине интерфейса, формируя последовательный код, например, скважинной телесистемы.

Цифровые индикаторы

Для индикации информации на внешнем табло применяются сегментные индикаторы, которые через дешифраторы подключаются к регистрам данных. Например, следующим образом.

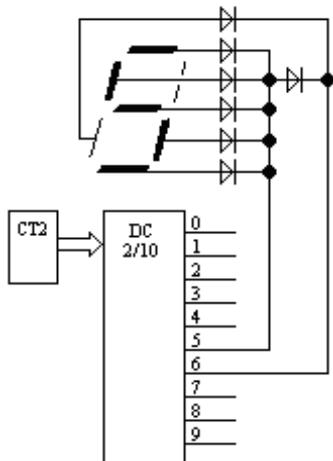


Рис. 6.6.2. Включение 7-сегментного индикатора

Число «пять» в двоичном коде из счетного регистра поступает на дешифратор DC 2/10, на пятом выходе которого появляется напряжение, равное нулю. Этот «ноль» через диоды дешифратора

поступает на соответствующий сегмент. На весь индикатор подано питающее напряжение, поэтому подключенные к нулю сегменты начинают светиться, образуя требуемую цифру 5.

Число 6 может формироваться аналогичным способом.

Но в приведенном примере дешифратор упрощен: одним диодом загорается цифра 5, а вторым диодом подключается недостающий сегмент цифры 6.

Два основных элемента цифровой техники

Цифровая техника основана на двух основных элементах: схеме «ИЛИ» и схеме «И».

Алгоритм работы элемента «ИЛИ» – следующий: на выходе элемента появляется сигнал, если сигнал присутствует на любом из входов.

Например, на выходе Out элемента «ИЛИ-НЕ» (К561ЛЕ5) «ноль» появится, если на одном из его входов In1 или In2 будет «единица». То, что этот элемент выполняет функцию «ИЛИ» говорит цифра 1 в его графическом обозначении. Добавка «НЕ», выражаемая кружочком на выходной линии элемента, говорит о том, что выходным сигналом будет не «единица», а, наоборот, «ноль».

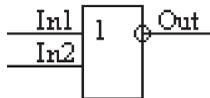


Рис. 6.6.3. Элемент «ИЛИ-НЕ»

Алгоритм работы элемента «И» – следующий: на выходе элемента появляется сигнал, если сигнал присутствует на всех входах элемента.

Например, на выходе Out элемента «И-НЕ» (К561ЛА7) «ноль» появится, если на всех входах In1 и In2 будет «единица». То, что этот элемент выполняет функцию «И», говорит знак & в его графическом обозначении.

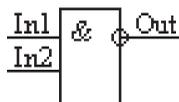


Рис. 6.6.4. Элемент «И-НЕ»

Остальные элементы строятся на основе рассмотренных.

Например, инвертор (на входе «0» – на выходе «1») получается, если на любом из двух вышеописанных элементов объединить входные цепи:

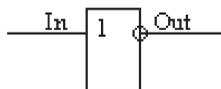


Рис. 6.6.5. Инвертор

Можно использовать многовходовые элементы. Их принцип работы аналогичен.

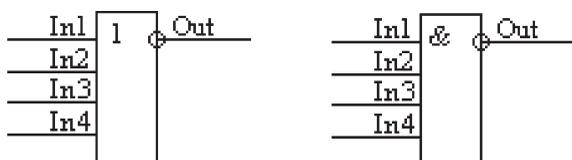


Рис. 6.6.6. Четырехвходовые элементы «ИЛИ-НЕ» и «И-НЕ»

6.7. Питание электронных схем

Выпрямитель и последовательный стабилизатор

Применяемые в аппаратуре электронные схемы питаются постоянным напряжением. Такое напряжение формируется химическими источниками (батареями и аккумуляторами) и электронными выпрямителями, которые преобразуют переменный электрический сигнал в постоянный.

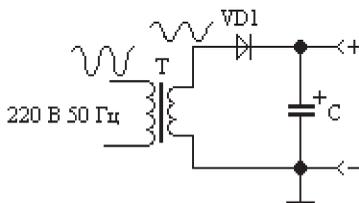


Рис. 6.7.1. Однополупериодный выпрямитель

На фигуре (рис. 6.7.1) показана схема однополупериодного выпрямителя. Схема работает следующим образом.

Промышленное переменное напряжение 220 В 50 Гц поступает на первичную обмотку трансформатора. Во вторичной обмотке наводится тоже переменное напряжение, но в $w1/w2$ меньше, где $w1$ – число витков первичной обмотки, $w2$ – число витков вторичной обмотки.

Через диод VD1 на конденсатор С пройдет только положительная полуволна и зарядит его. Каждая следующая положительная полуволна будет подзаряжать конденсатор, формируя источник положительного напряжения.

Для повышения стабильности работы схем, в особенности измерителей, необходимо использовать стабильное напряжение.

На схеме показан простейший стабилизатор.

От источника положительного напряжения через резистор R течет ток на стабилитрон VD5. Главным свойством стабилитрона является его способность сохранять напряжение между своими выводами неизменным, стабильным. Транзистор VT, включенный по схеме повторителя входного напряжения, обеспечивает стабилизацию выходного напряжения на уровне напряжения ста-

билитрона в большом диапазоне изменения тока, потребляемого нагрузкой.

Для улучшения стабилизации в данной схеме используют двухполупериодный выпрямитель (рис. 6.7.2).

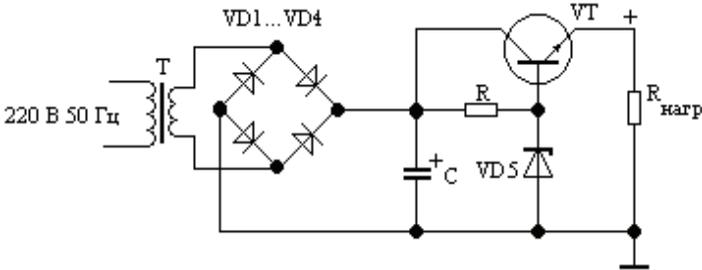


Рис. 6.7.2. Двухполупериодный выпрямитель и последовательный стабилизатор

Параллельный стабилизатор

Скважинная аппаратура питается стабилизированным током. Такой способ позволяет независимо от длины кабеля обеспечить стабильное напряжение питания электронных схем. В таких случаях используют параллельные стабилизаторы.

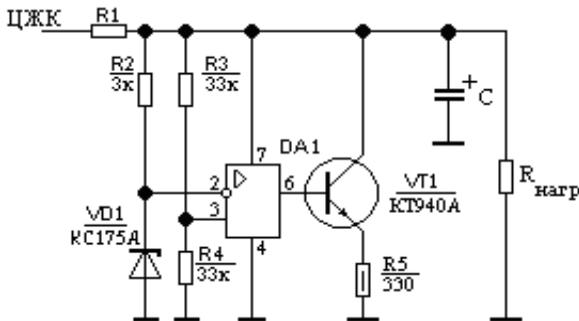


Рис. 6.7.3. Параллельный стабилизатор

На фигуре (рис. 6.7.3) показана схема параллельного стабилизатора на операционном усилителе DA1. Как работает такой стабилизатор?

Предположим, что напряжение на выходе стабилизатора увеличилось. Следовательно, на входе 3 оно тоже увеличилось, а на входе 2 – напряжение на стабилитроне VD1 осталось на стабили-

зированной уровне, равном 7,5 В. Если на входе 3 относительно входа 2 растет напряжение, то на выходе ОУ напряжение тоже начинает расти, причем во много раз быстрее, чем на входе. Через транзистор VT1 увеличивается ток, который снижает напряжение на выходе стабилизатора до требуемых +15 В.

Для такого стабилизатора напряжение на ЦЖК может изменяться примерно от 35 до 80 В без изменения стабилизируемого напряжения, используемого для питания скважинного прибора.

Литература

1. Гейтс Э.Д. Введение в электронику. 1998.
2. Гоноровский И.С. Радиотехнические цепи и сигналы. Изд. Дрофа, 2005.
3. Горбачев Г.Н., Чаплыгин Е.Е. Промышленная электроника. Под ред. проф. В.А. Лабунцова. М.: Энергоатомиздат, 1988.
4. Грабовски Б. Краткий справочник по электронике. 2004.
5. Джонс М.Х. Электроника – практический курс. М., Техносфера, 2006.
6. Жеребцов И.П. Основы электроники, 1989.
7. Титце У., Шенк К. Полупроводниковая схемотехника. М.: Мир, 1982.
8. Хоровиц П., Хилл У. Искусство схемотехники, т. 1, 2. М.: Мир, 1983.
9. Хоровиц Пауль, Хилл Уинфилд. Искусство схемотехники. Издание 5-е, перераб. М.: Мир, 1998.
10. Ясен Й. Курс цифровой электроники; В 4-х тт. Пер. с голлан. М.: Мир, 1987.

И.Т. Мищенко
Из книги «СКВАЖИННАЯ ДОБЫЧА НЕФТИ»
Издательство «НЕФТЬ И ГАЗ»
РГУ нефти и газа им. И.М. ГУБКИНА
 Москва, 2003

9.4.5.2. Причины и места образования водонефтяных эмульсий в добывающей системе

Анализ пластовых флюидов подавляющего большинства нефтяных месторождений России показывает, что они склонны к образованию стойких водонефтяных эмульсий. В химическом составе пластовых вод содержатся ионы $C1$, $S0_4$, Na , Mg , Ca , HCO_3 и других элементов и соединений.

В процессе добычи нефти возможность образования эмульсий в продуктивном пласте и в интервале его перфорации незначительна. Чрезвычайно мала вероятность образования эмульсий и в интервале «забой–прием погружного оборудования», в чем нас убеждают многочисленные результаты исследования этого интервала путем отбора проб. Не образуется стойких водонефтяных эмульсий и в фонтанных скважинах, работающих без штуцера; при работе со штуцерами в фонтанных скважинах могут образовываться водонефтяные эмульсии. Некоторые исследователи отмечали образование водонефтяных эмульсий в скважинах, эксплуатируемых компрессорным способом (в месте ввода газа).

Глубинно-насосный способ эксплуатации в силу своей специфики более склонен к образованию стойких водонефтяных эмульсий. Наиболее вероятными местами образования эмульсии при штанговой эксплуатации являются клапаны глубинного насоса и колонна НКТ. Промысловые наблюдения показывают: наиболее стойкие эмульсии образуются в скважинах, эксплуатируемых погружными центробежными насосами.

Есть несколько причин, способствующих в этом случае образованию эмульсий: неравномерность поля скоростей и давлений в рабочем колесе, направляющем аппарате и в зазорах между ними

приводит к образованию турбулентных зон и вихрей. В частности, образование вихрей зависит и от режима работы насоса, особенно в области подач $Q < Q_{om}$. Выход жидкости из рабочего колеса и дальнейшее ее движение в направляющий аппарат связаны с явлением, аналогичным удару. Таким образом, в центробежном насосе основным местом образования эмульсии являются рабочие органы (рабочие колеса и направляющие аппараты), а режим работы насоса и физико-химические свойства воды и нефти в значительной мере определяют степень эмульсионобразования.

Э.Б. ЧЕКАЛЮК

Из книги «ТЕРМОДИНАМИКА НЕФТЯНОГО ПЛАСТА»
ИЗДАТЕЛЬСТВО « НЕДРА» МОСКВА, 1965

§ 2. ЦИРКУЛЯЦИЯ В СТВОЛЕ СКВАЖИНЫ

Рассмотрим геотермическую циркуляцию столба воды в вертикальном стволе скважины. После заполнения ствола скважины холодной водой с поверхности восходящий поток образуется у стенок скважины; в более холодном стержне вода стекает вниз. При заполнении скважины снизу теплой водой, притекающей из пласта, конвективный восходящий поток образуется в стержне столба воды, а при стенках скважины вода стекает вниз. С течением времени конвективное движение развивается в стационарный циркуляционный поток.

В этом состоянии температура воды в заданной точке не зависит от времени. Средний перепад температур ΔT между восходящим и нисходящим потоками взаимосвязан с интенсивностью циркуляции воды. В глубоких скважинах можно пренебрегать влиянием граничных участков. Тогда разность статических давлений Δp между восходящим и нисходящим столбами воды будет пропорциональна разности объемных весов воды или перепаду температур ΔT :

$$\Delta p \approx \Delta \gamma_{cp} h = \gamma_{cp} \beta_T \Delta T h, \quad (X.14)$$

где γ_{cp} и $\Delta \gamma_{cp}$ – средний объемный вес воды в скважине и средняя разность весов восходящего и нисходящего потоков в кГ/см^3 ; β_T – коэффициент температурного расширения воды в град^{-1} ; h – глубина скважины в см.

С другой стороны, перепад давлений Δp погашается гидравлическими сопротивлениями потоков. Пусть сечения внутреннего и внешнего потоков распределяются таким образом, что их гидравлические сопротивления равны между собой. Тогда на движение внутреннего потока расходуется половина перепада давления или $0,5 \Delta p$.

Приравнивая движение внутреннего потока трубному течению, можно воспользоваться известной приближенной формулой из трубной гидравлики

$$0,5\Delta p \approx 0,03 \frac{h \gamma_{cp} G^2}{d 2g F^2}, \quad (X.15)$$

где d – диаметр внутреннего потока в $см$; $g = 981 \text{ см/сек}^2$ – ускорение силы тяжести; G – расход воды в $см^3/сек$; F – площадь сечения внутреннего потока.

Сопоставляя (X.14) и (X.15), получаем

$$\frac{\Delta T}{G} = \frac{0,48}{g} \frac{G}{\pi^2 d^5 \beta_T} \quad (X.16)$$

Интенсивность охлаждения восходящего потока может быть выражена двумя различными соотношениями. Первое соотношение соответствует понижению температуры потока по пути движения

$$\frac{dQ}{dh} = c_p \gamma_{cp} G (\Gamma - \Gamma_a), \quad (X.17)$$

где Q – теплоотдача в окружающую среду в $ккал/сек$; Γ – геотермический градиент температуры в $град/см$; Γ_a – градиент температуры для астатического равновесия в $град/см$; C_p – теплоемкость в $ккал/кг \cdot ^\circ C$.

Если рассматривать внутренний поток как трубный, то его тепловые потери через наружные стенки будут определяться формулой

$$\frac{dQ}{dh} \approx \pi d \alpha \frac{\Delta T}{2}, \quad (X.18)$$

где α – коэффициент теплоотдачи в $ккал/см^2 \cdot сек \cdot ^\circ C$.

Приравнивая (X. 17) и (X. 18), находим

$$\frac{\Delta T}{G} = \frac{2c_p \gamma_{cp} (\Gamma - \Gamma_a)}{\pi d \alpha}. \quad (X.19)$$

Из (X.16) и (X.19) получаем следующие оценочные формулы

$$G = 4,25\pi g \frac{\beta_T}{\alpha} \gamma_{cp} (\Gamma - \Gamma_a) c_p d^4; \quad (X.20a)$$

$$\Delta T = 8,5g \frac{\beta_T}{\alpha^2} \gamma_{cp}^2 (\Gamma - \Gamma_a)^2 c_p^2 d^3. \quad (X.20б)$$

Так, принимая для воды $C_p = 1$ ккал/кг \cdot $^{\circ}$ С, $\gamma_{cp} = 10^{-3}$ кг/см³, $(\Gamma - \Gamma_a) = 3 \cdot 10^{-4}$ град/см; $\beta_T = 2,1 \cdot 10^{-4}$ град⁻¹; $a = 3600$ ккал/м² \cdot ч, $^{\circ}$ С = 10^{-4} ккал/см² \cdot сек \cdot $^{\circ}$ С; $d = 10$ см, получаем по расчетным формулам (X. 20) $G = 81,5$ см³/сек и $\Delta T = 0,02^{\circ}$ К.

Средняя скорость восходящего потока, соответствующая этому расходу воды, равна $w = 1,04$ см/сек или 900 м/сутки. Как видно, скорость геотермических конвективных потоков в стволе скважины достигает значительных величин, что может внести определенные погрешности в измерения притока глубинными дебитомерами, особенно в малодебитных скважинах.

Однако погрешности измерений геотермического градиента на участках, отдаленных от забоя и уровня воды в скважине, ограничиваются сотыми долями градуса. Более интенсивных тепловых эффектов вследствие геотермической циркуляции можно ожидать в стволах нефтяных и газовых скважин.

Расход циркуляционного потока в стволе скважины зависит, в первом приближении, от диаметра скважины в четвертой степени, а перепад температур между восходящим и нисходящим потоками – в третьей степени. Поэтому в каналах больших размеров, например в кратерах аварийных скважин или вулканов, наблюдается весьма интенсивная геотермическая конвекция. В этом случае перепад температур между восходящим и нисходящим потоками возрастает, а температуры на забое кратера T_a и у поверхности T_p мало отличаются.

Предметный указатель

А

Автономная аппаратура, 25
Аппаратура АВИС, 143
АЦП, 25, 28, 30, 38–40, 45, 64, 72,
143, 163, 165–166, 181

Б

Байпас, 12–13
Барабан, 15–18, 152

В

Видео из скважины, 152
Видеосъемки в скважине, 66
Влагомер, 10, 33–34, 62–67, 92, 108–
110, 117–118, 134, 136, 140, 143,
176, 180–183
Водяной столб, 53, 66, 112–114, 151,
198
Волоконно-оптический интерферо-
метр, 126
Волоконно-оптический термометр,
123, 125
Выделение свободного газа, 66
Выпрямитель и последовательный
стабилизатор, 192–193

Г

Газоконденсатная скважина, 24, 50,
63–64, 74, 110, 135
Газоразрядные детекторы, 68
Гамма-кванты, 68–69
Геотерма, 60, 119–120
Геофизический кабель, 8, 12, 14, 16,
29, 128
ГК, 33–34, 68–72, 101, 143, 167, 169,
188
Глобулы, 53, 66, 103, 113–114, 118,
150, 153
ГОСТ 26116-84, 35–36
Градиент давления, 44
Градуировка скважинных термо-
метров и манометров, 163

Д

Датчик, 10, 15–20, 23, 26, 35, 41–44,
48–49, 52, 55–56, 61–63, 67–68,
74, 76–77, 80–83, 85–86, 88–91,
93–94, 96–98, 109, 123, 126–128,
134–135, 140, 143, 160–161,
175–178, 181
Датчик ВОБР (решетка Брега), 127
Датчик магнитных меток, 15, 17
Датчик меток глубины, 15–16
Датчик натяжения кабеля, 15, 17–
18, 20
Датчик радиоактивности, 176
Датчики, 10, 17, 41, 55–56, 62, 109,
123, 127, 175–176, 178
Датчики температуры, 55
Двойной разностный параметр, 103
Детектор излучений, 68
Диаграмма, 29, 38, 45, 50, 59, 68,
73–74, 78, 82, 84–85, 93–95, 99,
101, 105, 116–117, 130, 135,
141–142
Диод, 56–57, 89, 173, 189–190, 192
Дифманометр, 33
Диэлектрический, 62–63, 65–66, 96–
97, 183

И

Избирательный усилитель, 185
Измеритель иммитансов, 134–135,
137
Измерительный конденсатор, 64
Импульсный нейтронный каротаж
ИНК, 104
Индуктивность, 172, 185
Индукционный резистивиметр, 96–
97
Инерционность, 27, 34, 55, 57, 172
ИНК, 33, 104–105
Интегральная схема, 174

Интервал перфорации, 51–52, 59, 83, 115–116

Интервал притока, 79, 144

К

Кабельные приборы, 8, 27–29

Кабельный наконечник, 14–15, 20

Калибровка средств измерений, 156

Калибровочная (поверочная) установка, 158

Калориметрическое смешивание, 58–59, 122

Кварцевые термометры, 57

КВД в координатах Хорнера, 133

Конденсатор, 62–64, 134, 171–172, 180–183, 186, 192

Конструкция поверочного стенда ГК, 167

Контактный резистивиметр, 98–99

Контроль достоверности значений градуировки, 164

Контроль муфтовых соединений, 80

Кристалл NaI(Ta), 68–69, 71

Крыльчатка, 49, 51

Л

ЛМ, 51, 80–83, 87

ЛМ-42, 82, 85

ЛМП, 85–86

ЛМЧ, 84

Локатор муфт, 33–34, 51, 80–81, 85, 100

Лубрикатор, 14, 19–23

М

Магнитопровод, 80–81, 83, 96–97, 173, 176

Магниты, 80, 87

Манометр, 8, 26, 33–34, 36, 40–45, 47, 63–64, 92, 94, 111, 129–130, 135, 143, 158, 161–164, 166, 175, 181–182

Межтрубье, 94, 113, 150–151

Метод анализа КВД, 132–133

Метрологическое обеспечение измерителя гамма-излучения, 167

Многозондовый, 108–109

Н

Нагнетательные скважины, 148

НГК, 33, 101–103

Нейтронная трубка, 104

Нейтронный гамма-каротаж НГК, 101

НКТ, 8, 10, 12–14, 46–47, 51, 74, 79, 93–95, 112, 150–151, 196

О

Обводненная скважина, 36, 52–53, 65–67, 95, 109, 112, 114–116, 118, 130, 136, 150–151, 154

Однокомпонентный поток, 79

Операционный усилитель, 179, 182

Оценка профиля притока, 58

П

Параллельный стабилизатор, 193

Пассивные элементы электрической цепи, 172

Перфоратор, 82–83

Перфорационные отверстия, 82–83

Перфорация, 82–83

Плотность, 44, 66, 92, 94, 130, 140

Поверка средств измерений, 156

Подъемник, 15–18, 20, 22, 152, 184

Поиск заколонных перетоков, 77

Полоса пропускания, 29, 185

Полосовой усилитель, 29, 185

Порог чувствительности, 40, 44–45, 47, 123

Последовательный код, 31, 189

Поток газа, 94

Поточечная регистрация, 77

Превентор, 20, 22–23

Предварительный спуск, 11

Преобразователь, 26, 28, 37, 41–42, 47, 64, 68, 72, 181–183

ПХГ, 51, 92

Пьезосенсор, 77

Р

Рабочая точка на плато, 70

Распределенный термометр, 149

Расходомер, 33–35, 48–54, 73–74, 79, 90–91, 110, 118, 147–148, 151, 176, 188

Расчет плотности с адаптивной базой, 129–131

Регистратор, 8, 10, 15, 17, 19, 23, 28, 30, 32, 56, 82, 143, 152, 161, 185

Резистивиметр, 33–35, 96–100, 108–109, 134, 140

Резистор, 37, 41–43, 69–70, 134, 172, 175, 180, 182–183, 192

С

СГДК, 30, 56, 64–65, 77, 89, 111

Сенсор, 7, 20, 25, 28, 30, 35, 37, 41, 56, 68, 76–77, 108–109, 126, 134, 159, 175, 178–180, 182

Скважинный прибор, 7, 10, 12–14, 22, 28, 52, 101, 152–153, 161, 170

Снос тепла с нагретого участка, 89

Спектральный гамма-каротаж, 71

Средство измерения, 157, 159

СТА, 89–94, 100, 118, 148

Счетчики импульсов, 188

Т

Телесистема, 29–32

Тензопреобразователи, 43, 175

Тензорезистивный, 41

Тепловое поле, 59, 119

Тепломассоперенос, 58–59, 116, 119, 149

Термоанемометр, 34–35, 75, 88–95, 111, 118, 135, 163, 165, 176

Термограмма, 39, 59–61, 112, 114, 116, 119–120, 149

Термометр, 8, 26–27, 33–34, 37, 40, 55–58, 61, 78–79, 88, 90, 93, 115–116, 123–128, 135, 143, 147, 149, 158–160, 162–163, 165–166, 175, 195

Транзистор, 69, 173–174, 192, 194

Трансформатор, 71, 97, 173, 176, 192

Турбинка, 48, 52

Турбулентный поток, 73–74

У

Ультразвуковой измеритель, 139, 154

Уравнение теплового баланса, 88

Устьевые измерения расхода, 150

Ф

ФЭУ, 69–72, 177

Ц

Цифровые индикаторы, 189

Ч

Частота импульсов, 105

Частотные фильтры, 76, 184

ЧМ, 30, 38, 40

Ш

Шумомер, 33–34, 73–79, 86, 135–136, 143–145, 176, 182, 186

Э

ЭДС поляризации, 81

Электромагнитная дефектоскопия, 146

Элемент «ИЛИ-НЕ», 190

Элемент «И-НЕ», 190

ЭМДС, 146–147

Эмульсия «нефть в воде», 65

Эпюра скоростей, 49, 52



СКОПИНЦЕВ СЕРГЕЙ ПЕТРОВИЧ

Старший преподаватель кафедры ГИС РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. В 1972 г. окончил Рязанский радиотехнический институт. Основные направления научной деятельности – разработка аппаратура ГИС-Контроль. Главный конструктор аппаратуры АГДК-42, СГДК-36. Имеет около 15 опубликованных работ.