

КАЗАНСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ И НЕФТЕГАЗОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ
Кафедра геофизики и геоинформационных технологий

Введение в промышленную геофизику
(курс лекций)

Учебно-методическое пособие

Казань - 2017

*Печатается по решению учебно-методической комиссии
института геологии и нефтегазовых технологий
Протокол № 1 от 13 октября 2017 года*

Составители:

старший преподаватель Насыртдинов Б.М.,
ассистент Ячменёва Е.А.,
старший преподаватель Косарев В.Е.,
доцент Хасанов Д.И.

Введение в промышленную геофизику (курс лекций): учебно-методическое пособие / Насыртдинов Б.М., Ячменёва Е.А., Косарев В.Е., Хасанов Д.И. – Казань: Изд-во Казан, ун-та, 2017. - 121 с.

В методическом пособии представлены сведения, необходимые для прохождения лекционного курса «Промысловая геофизика». В сжатой форме описываются метрологические особенности, физические основы методов, а так же рассмотрены основные вопросы, связанные с контролем за разработкой залежей нефти и газа.

Учебно-методическое пособие предназначено для студентов, обучающихся по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело» по дисциплине «Промысловая геофизика»

© Насыртдинов Б.М., Ячменева Е.А., Косарев В.Е., Хасанов Д.И. 2017

© Казанский университет, 2017

Содержание

Конструкция скважин.....	5
Задачи методов и технологий промысловой геофизики.....	10
Метрологическое обеспечение геофизических методов.....	13
Градуировка, калибровка и поверка аппаратуры интегрального гамма-каротажа	16
Калибровка и поверка каверномеров-профилемеров.....	21
Градуировка, калибровка и поверка скважинных термометров и манометров.....	25
Градуировка, калибровка и поверка скважинных расходомеров.....	31
Градуировка, калибровка и поверка скважинных диэлькометрических (конденсаторных) влагомеров нефти.....	35
Градуировка, калибровка и поверка скважинных резистивиметров.....	38
Градуировка, калибровка и поверка инклинометров.....	41
Градуировка, калибровка и поверка акустического каротажа.....	48
Градуировка, калибровка и поверка скважинных гамма-плотномеров-толщиномеров	52
Градуировка и калибровка измерителей глубины скважин.....	59
Методы геофизического контроля.....	62
Дебитометрия и расходометрия (потокотметрия).....	62
Высококочувствительная термометрия.....	69
Барометрия.....	80
Резистивиметрия.....	82
Диэлькометрическая влагометрия.....	87
Инклинометрия скважин.....	90
Акустическая цементометрия.....	96
Гамма–гамма цементометрия-толщинометрия.....	100
Электромагнитная дефектоскопия.....	103
Электромагнитная локация муфт.....	106
Скважинная перфорация.....	107
Кумулятивная перфорация.....	108
Пулевая перфорация.....	111
Гидропескоструйная перфорация.....	113
Сверлящая перфорация.....	117
Список используемой литературы.....	118

Введение

В настоящее время фонд бугрящихся скважин мал по сравнению с фондом скважин находящихся в эксплуатации. Реалии нефтедобывающей отрасли требует оперативного и качественного ввода в эксплуатацию скважин.

Существует несколько основных задач, которые должна решать промыслово-геофизическая партия:

1. Технические задачи (обусловлены текущей конструкцией скважины);
2. Технологические задачи (обусловлены условиями измерения);
3. Геолого-промысловые задачи (обусловлены условиями измерения).

Для решения поставленных задач существует большой ряд методов: термометрия, потокометрия (дебитометрия, расходометрия), барометрия, резистивиметрия, диэлектрическая влагометрия, акустическая цементометрия, гамма-гамма цементометрия-толщинометрия и т.д.

Влияние условий измерения на показания датчиков промыслово-геофизического контроля (ПГК), оказывает динамика временных процессов в пласте в период всей эксплуатации залежи.

За точностью показаний датчиков ПГК проводят метрологические мероприятия называемые градуировкой, калибровкой и поверкой, которые позволяют стандартизировать различную аппаратуру в единую систему счисления.

В данном методическом пособии приведены основные методы ПГК и их метрологический контроль.

Конструкция скважин

Под конструкцией скважины понимается совокупность данных о числе и размерах (диаметр и длина) обсадных колонн, диаметрах ствола скважины под каждую колонну, интервалах цементирования, а также о способах и интервалах соединения скважины с продуктивным пластом (Рисунок 1) [1, 2].

Сведения о диаметрах, толщинах стенок и марках сталей обсадных труб по интервалам, о типах обсадных труб, оборудовании низа колонны входят в понятие конструкции обсадной колонны.

В скважину спускают обсадные колонны определенного назначения: направление, кондуктор, промежуточные колонны, эксплуатационная колонна.

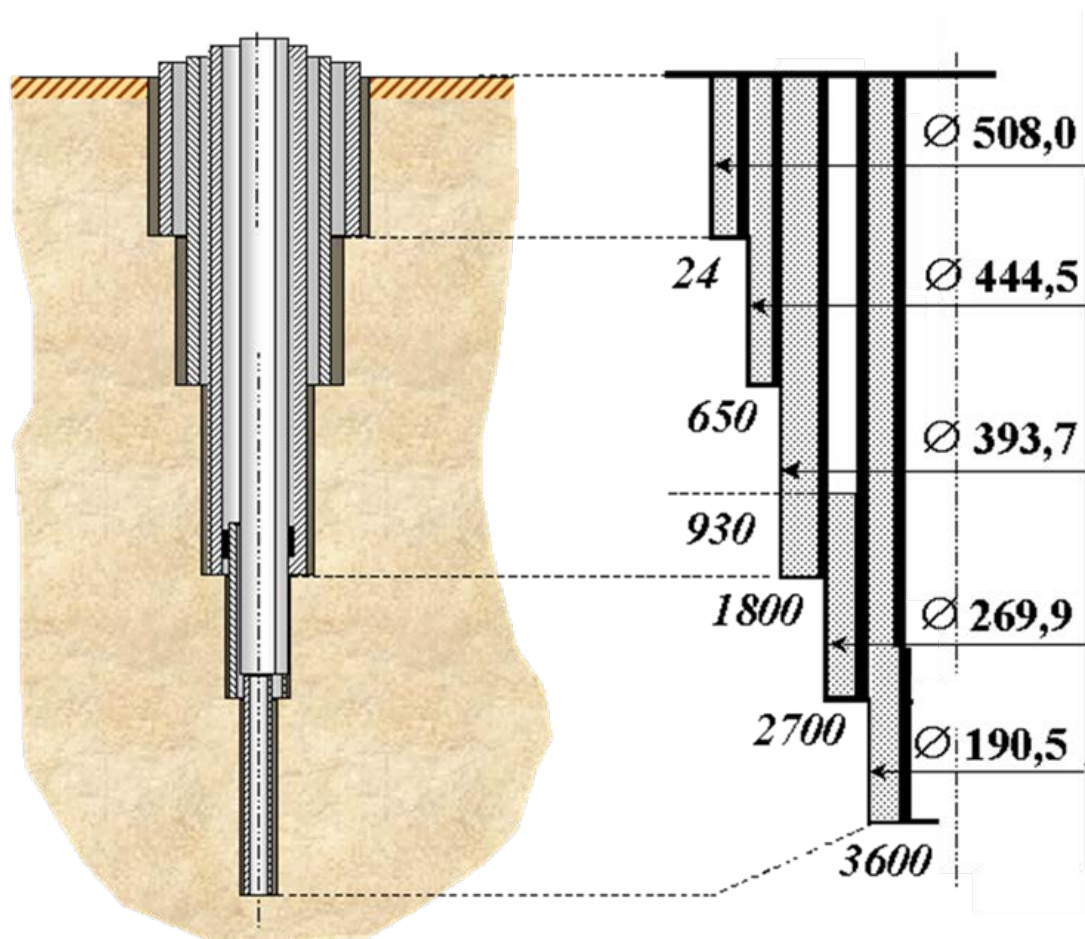


Рис. 1. Схематическая конструкция скважины

Направление спускается в скважину для предупреждения размыва и обрушения горных пород вокруг устья при бурении под кондуктор, а также для соединения скважины с системой очистки бурового раствора. Кольцевое

пространство за направлением заполняют по всей длине тампонажным раствором или бетоном [3]. Направление спускают на глубину от нескольких метров в устойчивых породах, до десятков метров в болотах и илистых грунтах.

Кондуктором обычно перекрывают верхнюю часть геологического разреза, где имеются неустойчивые породы, пласты, поглощающие буровой раствор или проявляющие, подающие на поверхность пластовые флюиды, т.е. все те интервалы, которые будут осложнять процесс дальнейшего бурения и вызывать загрязнение окружающей природной среды. Кондуктором обязательно должны быть перекрыты все пласты, насыщенные пресной водой.

Кондуктор служит также для установки противовыбросового устьевого оборудования и подвески последующих обсадных колонн. Кондуктор спускают на глубину нескольких сотен метров. Для надежного разобщения пластов, придания достаточной прочности и устойчивости кондуктор цементируется по всей длине.

Эксплуатационная колонна спускается в скважину для извлечения нефти, газа или нагнетания в продуктивный горизонт воды или газа с целью поддержания пластового давления. Высота подъема тампонажного раствора над кровлей продуктивных горизонтов, а также устройством ступенчатого цементирования или узлом соединения верхних секций обсадных колонн в нефтяных и газовых скважинах должна составлять соответственно не менее 150 – 300 м и 500 м.

Промежуточные (технические) колонны необходимо спускать, если невозможно пробурить до проектной глубины без предварительного разобщения зон осложнений (проявлений, обвалов). Решение об их спуске принимается после анализа соотношения давлений, возникающих при бурении в системе «скважина-пласт».

Промежуточные колонны могут быть сплошными (их спускают от устья до забоя) и не сплошными (не доходящими до устья). Последние называются хвостовиками.

Принято считать, что скважина имеет одноколонную конструкцию, если в нее не спускаются промежуточные колонны, хотя спущены и направление и кондуктор. При одной промежуточной колонне скважина имеет двухколонную конструкцию. Когда имеются две и более технические колонны, скважина считается многоколонной.

В зависимости от геологических условий нефтяного месторождения бурят различные типы скважин:

1. Вертикальная
2. Горизонтальная
3. Наклонно-направленная
4. Многоствольная или многозабойная

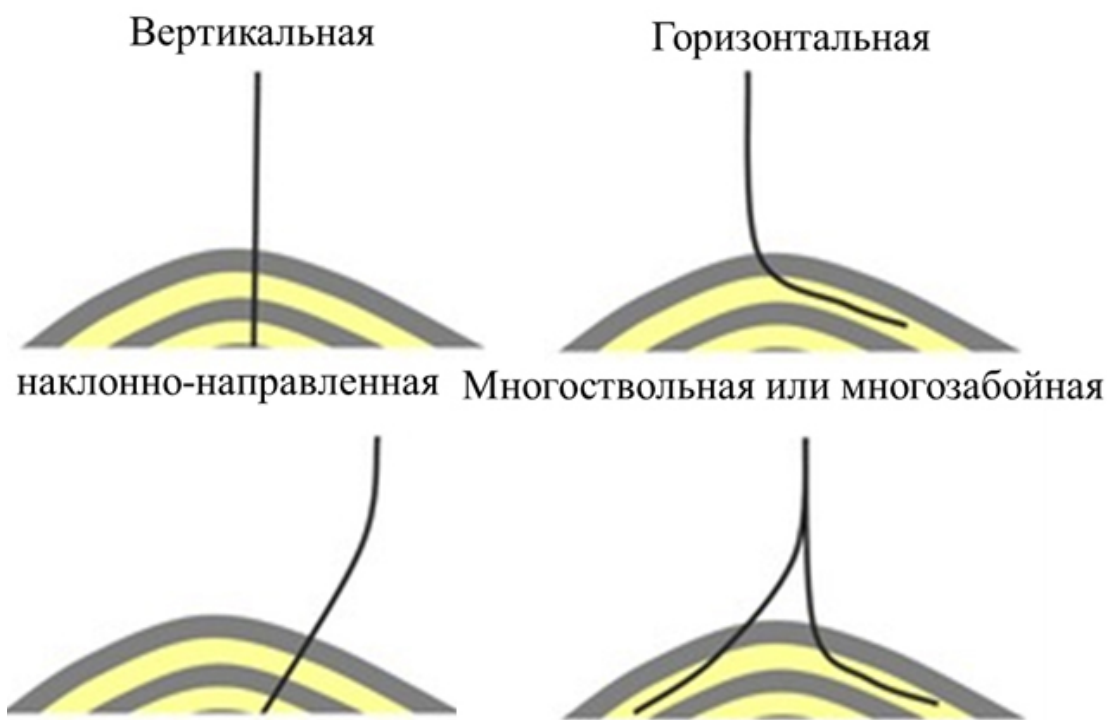


Рис. 2. Схематический вид различных типов скважин

Вертикальная скважина – это скважина, у которой угол отклонения ствола от вертикали не превышает 5° [4].

Если угол отклонения от вертикали больше 5° , то это уже наклонно-направленная скважина.

Горизонтальной скважиной (или горизонтальным стволом скважины) называют скважину, у которой угол отклонения ствола от вертикали составляет $80-90^\circ$. Но здесь есть один нюанс. Так как «в природе нет прямых линий» и продуктивные нефтенасыщенные пласты залегают в недрах земли, как правило, с некоторым наклоном, а часто с довольно крутым наклоном, то на практике получается, что нет никакого смысла бурить горизонтальную скважину под углом приблизительно равным 90° . Логичнее пробурить ствол скважины вдоль пласта по наиболее оптимальной траектории. Поэтому в более широком смысле, под горизонтальной скважиной понимают скважину,

имеющую протяженную фильтровую зону – ствол, пробуренный преимущественно вдоль напластования целевого пласта в определенном азимутальном направлении.

Скважины с двумя и более стволами называют многоствольными (многозабойными).

Многоствольные скважины, также как и многозабойные, имеют основной ствол и один или несколько дополнительных. Ключевым отличием является расположение точки разветвления стволов. Если точка находится выше продуктивного горизонта, на который пробурена скважина, то скважину называют многоствольной (МСС). Если же точка разветвления стволов находится в пределах продуктивного горизонта, то скважину называют многозабойной (МЗС).

Так же помимо типов скважин выделяют несколько категорий скважин [5]:

- поисковые;
- разведочные;
- эксплуатационные.

Поисковые скважины – это скважины, которые бурят с целью поиска новых залежей (месторождений) нефти и газа.

Разведочные скважины бурят на площадях с уже установленной нефтегазоносностью для уточнения запасов нефти и газа, а также для сбора и уточнения исходных данных, необходимых для составления проекта (технологической схемы) разработки месторождения.

При проектировании и разработке нефтяных месторождений выделяются следующие группы эксплуатационных скважин:

- Добывающие (нефтяные и газовые)
- Нагнетательные
- Контрольные (наблюдательные и пьезометрические) скважины;
- Оценочные скважины;
- Специальные (водозаборные, поглощающие и др.) скважины;
- Скважины-дублеры.

Добывающие (нефтяные и газовые) скважины предназначены для извлечения из залежи нефти, нефтяного и природного газа, газоконденсата и других сопутствующих компонентов. В зависимости от способа подъема жидкости добывающие скважины можно разделить на фонтанные, газлифтные и насосные.

Нагнетательные скважины предназначены для воздействия на продуктивные пласты путем нагнетания в них воды, газа, пара и других

рабочих агентов. В соответствии с принятой системой воздействия нагнетательные скважины могут быть законтурными, приконтурными и внутриконтурными. В процессе разработки в число нагнетательных скважин в целях переноса нагнетания, создания дополнительных и развития существующих линий разрезания, организации очагового заводнения могут переводиться добывающие скважины.

Часть нагнетательных скважин может временно использоваться в качестве добывающих.

Контрольные (наблюдательные и пьезометрические) скважины предназначаются:

Наблюдательные - для периодического наблюдения за изменением положения водонефтяного, газонефтяного и газоводяного контактов, за изменением нефтегазонасыщенности пласта в процессе разработки залежи;

Пьезометрические - для систематического измерения пластового давления в законтурной области, в газовой шапке и в нефтяной зоне пласта. Количество и местоположение контрольных скважин определяется в проектных документах на разработку.

Оценочные скважины бурятся на разрабатываемых или подготавливаемых к пробной эксплуатации месторождениях (залежах) с целью уточнения параметров и режима работы пластов, выявления и уточнения границ обособленных продуктивных полей, оценки выработки запасов нефти отдельных участков залежи в пределах контура запасов категории А+В+С1.

Специальные скважины предназначаются для добычи технической воды, сброса промысловых вод, подземного хранения газа, ликвидации открытых фонтанов. К специальным относятся водозаборные, поглощающие скважины:

- водозаборные скважины предназначаются для водоснабжения при бурении скважин, а также систем поддержания пластового давления в процессе разработки.
- поглощающие скважины предназначены для закачки промысловых вод с разрабатываемых месторождений в поглощающие пласты.

Скважины-дублеры предусматриваются для замены фактически ликвидированных из-за старения (физического износа) или по техническим причинам (в результате аварий при эксплуатации) добывающих и нагнетательных скважин.

Задачи методов и технологий промышленной геофизики

Выбор того или иного комплекса исследований при промышленном геофизическом контроле (ПГК) определяется как стоящей геолого-промышленной задачей (рис. 4), так и типично эксплуатационными причинами: конструкцией и состоянием скважины, режимами работы пластов и скважины, характером заполняющей ствол среды, динамикой потока. В эксплуатационных скважинах наиболее широко распространено использование ядерных (радиометрических), термических и гидродинамических методов и способов измерений. Параллельно могут контролироваться устьевые параметры: температура, давление, фазовые расходы, состав продукции [2, 6].



Рис. 4. Классификация методов промышленно-геофизического контроля за разработкой месторождений

Планирование промышленных мероприятий проводится на основе анализа разработки и увязывается с информативностью других методов контроля разработки месторождения (в том числе и с методами ГИС-

контроля). Основными показателями при анализе разработки являются динамика изменения:

- фонда скважин;
- дебитов нефти, газа и воды;
- закачки воды (газа);
- пластового и забойного давления;
- газового фактора;
- контуров нефте- и газоносности;
- данных о проведенных геолого-технологических мероприятиях (ГТМ).

Исследование по ГИС-контролю характеризуются различными методами и технологиями, крайне разнообразными по физическим основам, решенным задачам и применяемому аппаратно-методическому обеспечению.

В настоящее время выделяют следующие основные задачи ГИС-контроля в обсаженных скважинах:

1. Технические задачи (обусловлены текущей конструкцией скважины);
 - 1.1. Контроль перфорации, оценка совершенства вскрытия;
 - 1.2. Уточнение глубины подвески НКТ, положения других элементов конструкции скважины или подземного оборудования;
 - 1.3. Определение интервалов не герметичности обсадных колонн и НКТ;
 - 1.4. Изучение текущего состояния колонн (смятий, коррозии);
 - 1.5. Оценка текущего состояния цементного камня, его плотности и характера распределения за колонной, оценка герметичности искусственного забоя, выявление зон гидрато- и солеобразований.
2. Технологические задачи (обусловлены условиями измерения);
 - 2.1. Изучение термобарических условий в скважине;
 - 2.2. Изучение фазового состояния флюида в стволе скважины;
 - 2.3. Наблюдение за текущими уровнями жидкости в стволе скважины (в НКТ и в межколонном пространстве);
 - 2.4. Выявление перетоков между продуктивными пластами по стволу скважины и по заколонному пространству;
 - 2.5. Оценка их интенсивности, выявления причин заводнения и интервалов поступления воды в ствол действующей скважины;
 - 2.6. Определение суммарных фазовых дебитов продукции скважины, оценка ее фазовой продукции;

- 2.7. Выявление техногенных залежей газа и мест его утечек в скважине.
3. Геолого-промысловые задачи (обусловлены работой продуктивного пласта)
 - 3.1. Оценка характера насыщения пластов-коллекторов, коэффициентов текущей газо- и нефтенасыщенности;
 - 3.2. Уточнение интервалов дренирования, охвата выработкой и заводнением, работой, оценка профилей притока и приемистости;
 - 3.3. Определение дифференциальных (попластовых) фазовых дебитов;
 - 3.4. Определение фильтрационных характеристик продуктивного пласта, оценка пластовых давлений и температур.

Для получения параметров текущей насыщенности используются методы ПГИ: временные измерения стационарными (СНМ) и импульсными (ИНМ) (включая технологии с закачкой МВ) нейтронными методами, метод наведенной активности (МНА), импульсный спектрометрический нейтронный гамма-метод (ИНГМ-С или С/О-каротаж), гамма-метод по радиогеохимическому эффекту, волновой акустический метод (ВАК), электромагнитные методы (для обсаженных стеклопластиковыми колоннами скважин), электрометрия через обсаженную колонну (типа «CHFR»), глубинные опробователи на кабеле (типа «MDT-CHDT»).

Для определения работающих и дренируемых толщин, коэффициентов охвата пластов процессами выработки, обводнением, оценки профиля и состава притока (включая диагностику водопритоков), суммарных и дифференциальных фазовых дебитов, удельных фазовых продуктивностей используются: расходомерии (РМ), термометрии (ТМ), барометрии (БМ), оценки состава продукции, термокондуктивной индикации (ТИ) притока, акустической (ШИ) и электромагнитной (ШС) шумометрии (спектральной).

Основные параметры, характеризующие техническое состояние эксплуатационных скважин: интервалы негерметичностей колонн, герметичность искусственного забоя, наличие и качество цементного камня в затрубье, интервалы заколонных перетоков, направление и состав межпластовых перетоков, места образования сальников и гидратных пробок, эффективные внутренние диаметры колонн, толщина стенок обсадных труб (включая зоны, подверженные коррозией), интервалы перфорации и работающей перфорации, положение других элементов конструкции (пакера,

пусковых муфт, циркуляционных клапанов, башмака НКТ, хвостовика и т.п.).

Для оценки указанных параметров применяются методы: оценки «притока-состава», ВАК, скважинный акустический телевизор (САТ), гамма-гамма (ГГЦ) и акустическая цементометрия (АКЦ), гамма-гамма (ГГДТ) и электромагнитные методы дефектоскопии (ЭМД), микрокавернометрия (профилеметрия МК), локация муфт (ЛМ) и др. Дополнительно возможно применение активных технологий, связанных с закачкой в пласты МВ (включая радиоактивные изотопы ИР) и контроль их методами термометрии (ТМ), резистивиметрии (РИ), импульсными нейтрон-нейтронными методами (ИННМ), гамма-методом (ГМ), др.

Конечной целью ПГК является получение информации о состоянии продуктивности пластов для выбора оптимальной системы разработки залежи, обеспечивающей максимальное извлечение из недр нефти и газа.

Метрологическое обеспечение геофизических методов.

Метрология – наука об измерениях, методах и средствах обеспечения их единства и способах достижения требуемой точности. Предметом метрологии является извлечение количественной информации о свойствах объектов с заданной точностью и достоверностью [7].

Геофизическими называются такие средства измерений, которые используются для измерений параметров объектов земной атмосферы, земной поверхности и земных недр. В дальнейшем будем рассматривать только скважинную геофизическую измерительную аппаратуру (СГА) – средства измерений (СИ), предназначенные для измерений параметров пластов, пересеченных скважиной.

Обычно СГА представляет собой многоканальную измерительную систему, состоящую из скважинной и наземной частей, соединённых кабельным, электромагнитным или гидравлическим каналом связи. В автономной СГА канал связи отсутствует и она относится к измерительным преобразователям со своим комплексом нормируемых метрологических характеристик (в дальнейшем также НМХ).

Возможны три варианта нормирования метрологических характеристик СГА:

1) единый комплекс НМХ для каждого измерительного канала скважинной части совместно с наземной частью, если эти отдельные части выпускаются единым комплектом по единым техническим условиям;

2) отдельный комплекс НМХ для скважинной части и отдельный комплекс НМХ для наземной части, если каждая из этих частей взаимозаменяема и выпускается по отдельным техническим условиям;

3) единый комплекс НМХ для каждого измерительного канала СГА в целом, если скважинная и наземная части выпускаются по отдельным техническим условиям и выходной сигнал скважинной части распознаётся только унифицированной наземной частью, имеющей собственный комплекс НМХ.

В дальнейшем будем рассматривать три метрологических процедуры: градуировку; калибровку; поверку [8].

Измерительные каналы аппаратуры акустического и электрического каротажа, каверномеры и инклинометры обычно имеют номинальную функцию преобразования и периодической градуировке не подвергается. Для такой аппаратуры выполняется либо калибровка (только оценка погрешности), либо поверка – оценка погрешности и подтверждение соответствия метрологическим требованиям (годности к применению по нормированным погрешностям).

Значительная часть скважинной геофизической аппаратуры относится к индивидуально градуируемым средствам измерений. Например, для аппаратуры интегрального гамма-каротажа, нейтронного каротажа, плотностного гамма-гамма-каротажа, для скважинных термометров, манометров, расходомеров почти всегда строятся индивидуальные градуировочные характеристики.

Градуировка – это совокупность операций, выполняемых с целью установления вида и параметров функции преобразования. Такая функция представляет собой зависимость между измеряемым параметром и выходным сигналом аппаратуры и называется градуировочной характеристикой (ГХ). Напомним, что параметры функции преобразования (ГХ) относятся к метрологическим характеристикам средства измерений.

Если в процессе метрологического контроля аппаратуры оцениваются её реальные метрологические характеристики (например, характеристики основной и дополнительной погрешности, параметры функции преобразования, входные и выходные импедансы, динамические характеристики) и не требуется подтверждение их соответствия

установленным метрологическим нормам, то такая процедура называется *калибровкой средства измерений*. Если в процессе калибровки определяются действительные значения параметров функции преобразования, то эта часть калибровки называется *градуировкой*. Если в процессе калибровки не требуется построение ГХ (она уже имеется), то чаще всего оцениваются только характеристики погрешности, реже – динамические характеристики и импедансы. Можно сказать, что градуировка – это калибровка с определением реальных параметров функции преобразования средства измерений или «калибровка с градуировкой» [9].

Если выполняется совокупность операций в целях подтверждения соответствия средств измерений любым принятым метрологическим требованиям, то такая процедура называется *поверкой средства измерений (или просто – поверкой)*.

Отметим, что процедуры «калибровка» и «поверка» связаны с применением эталонов (стандартных образцов), калибровочных установок (имитаторов величин) и при их выполнении обязательно производится оценка границ возможных погрешностей аппаратуры. Причем при выполнении градуировки оценка границ погрешности принимает минимальные значения, они указываются в «Сертификате о калибровке» со знаком «±».

Напоминаем, что странные термины «эталонировка» и «тарировка» средств измерений, укоренившиеся в геофизике и которым не сформулировано чёткое определение, применять не рекомендуется как не предусмотренные Законом № 102 и не принятые для применения в общей метрологии и метрологической практике.

Градуировочной характеристикой называется зависимость выходного сигнала аппаратуры x от измеряемой физической величины B , то есть $x=f(B)$. При построении градуировочной характеристики устанавливают зависимость между эталонным значением измеряемого параметра и выходным сигналом аппаратуры, вызванным воздействием эталона на датчик (зонд) аппаратуры.

В геофизической практике в основном применяется обратная *градуировочная характеристика* аппаратуры, представляющая собой зависимость измеряемого параметра от выходного сигнала аппаратуры, то есть $B=F(x)$. Такая характеристика очень удобна для непосредственного вычисления измеренного значения параметра по значению выходного сигнала геофизической аппаратуры. При градуировке всегда оцениваются

погрешности построенной функции преобразования, включающие погрешности применяемых эталонов и погрешности аппроксимации реальной экспериментальной функции преобразования какой-либо известной функцией.

Градуировка, калибровка и поверка аппаратуры интегрального гамма-каротажа

В аппаратуре интегрального гамма-каротажа (ИГК) в качестве измеряемого параметра принята мощность экспозиционной дозы (МЭД) естественного гамма-излучения пластов горных пород. Диапазон измерений МЭД для аппаратуры ИГК устанавливается в пределах от 2 до 20 мкР/ч. При организации попутных поисков урановых элементов верхний предел диапазона измерений аппаратурой ИГК может быть увеличен до 250 мкР/ч [8].

Пределы допускаемой основной относительной погрешности нормируются не более $\pm 15\%$.

При градуировке, калибровке и поверке аппаратуры интегрального ГК используется метод прямых измерений МЭД, воспроизводимой дозиметрической установкой на основе ампульного источника гамма-квантов «Радий-226» (Ra^{226}). Значения МЭД изменяются (уменьшаются) обратно-пропорционально квадрату расстояния от центра ампульного источника гамма-квантов до центра кристалла NaI детектора аппаратуры ИГК. Хотя спектр энергий источника Ra^{226} отличается от спектра энергий горных пород, принятый подход вполне приемлем, так как канал ИГК все же в большей степени является счетчиком гамма-квантов, часто используемый для привязки каротажных кривых к геологическому разрезу. Поэтому использование МЭД от источника Радий²²⁶ обеспечивает единство геофизических измерений путем обеспечения прослеживаемости единицы МЭД к государственному эталону России через эталонный геофизический дозиметр.

В настоящее время в геофизике широко применяются два типа дозиметрических установок:

- 1) установка УАК-ИГК-50 [10] для автоматизированной калибровки аппаратуры гамма-каротажа, рис. 5;



Рис. 5. Общий вид установки УАК-ГК-50 для автоматизированной калибровки аппаратуры ИГК

Установка в первом исполнении состоит из контейнера для ампульного источника гамма-квантов с коллиматором, барабана с шестисекторным поглотителем гамма-квантов, блока ручного управления, блока регистрации и сопряжения с компьютером. Её принцип действия основан на том, что количество гамма-квантов от ампульного источника изменяется на фиксированном расстоянии от него (в детекторе аппаратуры) в зависимости от толщины слоя поглотителя (кварцевого песка). Барабан через редуктор приводится во вращение с помощью шагового двигателя. При повороте барабана на 60° коллимационное окно сначала закрывается сектором, заполненным свинцом, что обеспечивает почти полное поглощение гамма-излучения и детектором аппаратуры ИГК регистрируется МЭД, соответствующая космическому фону. При очередном повороте барабана еще на 60° коллимационное окно перекрывается сектором, в котором находится слой песка максимальной толщины, что обеспечивает воспроизведение очередного значения МЭД в области детектора. В пятой точке контроля регистрируется наибольшее количество гамма-квантов, соответствующее верхнему пределу диапазона измерений МЭД [11].

Установка не требует периодической переустановки источника Ra^{226} в отдельный контейнер, так как одновременно выполняет функции контейнера для хранения источника гамма-квантов, что обеспечивает минимальное облучение персонала при её использовании. Используется специальный держатель ампульного источника, обеспечивающий единообразие положения источника относительно коллиматора при его периодическом извлечении из установки для длительного хранения в хранилище изотопов.

- 2) установка УПГК для поверки аппаратуры ИГК в обычном ручном режиме, рис.6 [12].

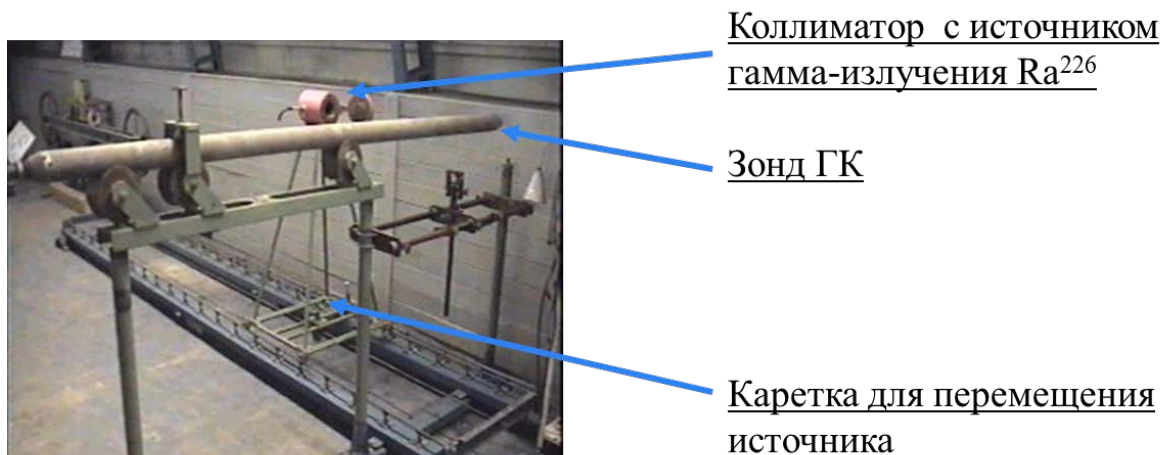


Рис. 6. Общий вид установки УПГК для автоматизированной калибровки аппаратуры ИГК

Установка УАК-ИГК-50 во втором исполнении состоит из балки, установленной на двух опорах, каретки, перемещающейся по балке, коллиматора с ампульным источником гамма-квантов, подвешенного на каретке, блока ручного управления и блока регистрации и сопряжения с компьютером. В ней использован классический принцип действия, основанный на изменении количества гамма-квантов от ампульного источника в воздухе на разном расстоянии от него. Каретка с коллиматором и источником, перемещаясь по балке, останавливается в точках контроля, для которых известны эталонные значения МЭД. Для установки УАК-ИГК-50 регламентированы следующие основные технические характеристики:

- диапазон воспроизведения мощности экспозиционной дозы гамма-излучения от 5 мкР/ч до 50 мкР/ч;
- пределы допускаемой основной относительной погрешности $\pm 5\%$;
- количество точек контроля - 5;
- режимы управления: ручной и автоматический;
- время калибровки и поверки одного зонда ИГК не более 20 мин.

Установка УПГК для поверки аппаратуры ИГК состоит из основания, тележки со стандартным коллиматором диаметром 90 мм и устройства крепления скважинного прибора. Оператор-калибровщик перекатывают тележку по полозьям вдоль основания установки таким образом, чтобы каждый раз воспроизводились фиксированные расчетные расстояния от

центра детектора гамма-квантов скважинного прибора до центра источника, МЭД которого на расстоянии 1 м измерена. Следовательно, известны расчетные значения МЭД в каждой точке контроля аппаратуры ИГК.

Градуировка

Аппаратуру ГМ градуируют в единицах МЭД с использованием эталонных точечных гамма-источников типа Ra²²⁶ (таблица 1) в составе дозиметрических установок типа УПГК или УАК-ИГК-50, погрешность воспроизведения которых $\delta = \pm 7\%$.

Таблица 1

Номенклатура применяемых эталонных источников гамма-излучения

Тип источника	Масса радия, мг	Диапазон мощность экспозиционной дозы (МЭД)	
		пА/кг	мкР/ч
Ра-15	0,01	0,072-7,2	(1-100)
Ра-14	0,1	0,36-72	(5-1000)
ЕР -14	0,1	0,36-72	(5-1000)
ЕР -15	0,01	0,072-7,2	(1-100)

В общем случае градуировочная характеристика канала интегрального ГК представляет собой линейную зависимость частоты следования импульсов на выходе аппаратуры от МЭД, воспроизводимой в центре детектора гамма-излучения (кристалла NaJ). График градуировочной функции - это прямая линия, проходящая через начало координат. При отсутствии гамма-квантов импульсы электрического тока на выходе аппаратуры отсутствуют.

Градуировочная характеристика представляет собой функцию

$$N = K_{ГК} \cdot W,$$

где N – выходной сигнал – частота следования импульсов (Имп/мин); $K_{ГК}$ – коэффициент преобразования гамма-канала в (Имп/мин)/(мкР/ч); W – МЭД гамма излучения в центре детектора градуируемой аппаратуры.

Чтобы получить измеренное значение МЭД, следует выходной сигнал аппаратуры ГК разделить на постоянную гамма-канала

$$W = \frac{N}{K_{ГК}}$$

В качестве оценки погрешности градуировки следует принять только пределы допускаемой погрешности калибровочной установки, равные, например, $\pm 5\%$, так как остальные погрешности пренебрежимо малы. Данная оценка погрешности градуировки канала ИГК значительно меньше нормированного значения основной относительной погрешности аппаратуры ИГК, равного $\pm 15\%$. Следовательно, имеется полная уверенность в годности аппаратуры ИГК и поверка после выполнения её градуировки не требуется.

Калибровка

Аппаратура ИГК поступает на калибровку не позднее, чем через 3 или 6 месяцев после градуировки с действующей ГХ [9].

Методика калибровки измерительного канала ГК аппаратуры основана на прямых измерениях воспроизводимой установкой мощности экспозиционной дозы гамма-излучения от источника Ra^{226} .

Зонд аппаратуры ИГК помещают в установку таким образом, чтобы центр кристалла зонда совпадал с осью коллиматора установки. Выполняют измерения МЭД, воспроизводимой установкой.

Первоначально, зондом ИГК измеряют фон космического гамма-излучения не менее 5 раз. Заносят в протокол калибровки среднее значение выходного сигнала канала ИГК в импульсах в минуту \bar{N}_ϕ . Затем на установке последовательно воспроизводят эталонные значения МЭД $W_{эi}$, приблизительно равные 5, 10, 15, 20 и 50 мкР/ч и регистрируют выходной сигнал в каждой точке контроля не менее 5 раз. Определяют среднее арифметическое значение выходного сигнала \bar{N}_i . Измеренные значения МЭД W_i в каждой i -й точке контроля определяют по формуле

$$W_i = \frac{1}{K_{ГК}} (\bar{N}_i - \bar{N}_{\phi i}),$$

где $K_{ГК}$ – постоянная канала ГК, определяемая при градуировке канала интегрального ГК и измеряемая в $\frac{\text{Имп/мин}}{\text{мкР/ч}}$.

Оценку абсолютной погрешности $\tilde{\Delta}_{oi}$ измерений в каждой i -той точке контроля определяют по формуле:

$$\tilde{\Delta}_{oi} = W_i - W_{эi}.$$

Поверка

Аппаратура признается годной к применению по калибруемому каналу ИГК, если в каждой точке контроля выполняется неравенство

$$|\tilde{\Delta}_{oi}| \leq |\Delta_{opi}| = 0.15 \cdot W_{zi}$$

Если указанное неравенство не выполняется, прибор ГК не имеет явных признаков нарушения работоспособности и оценки погрешности незначительно превышают нормированные значения, то его можно вновь градуировать – определить новое значение коэффициента преобразования по формуле (первая пара данных отбрасывается)

Вероятность (степень) годности изменяется в пределах от 50% до 100% и вычисляется по формуле:

$$P_{\text{годн}} = \left(1 - \frac{(|\Delta_{oi}| + \Delta_{орэ} - \Delta_{ор})}{2 \cdot \Delta_{орэ}} \right) \cdot 100\%$$

Все вычисленные значения показателя $P_{\text{годн}}$ более 100% принимаются за 100%, что означает незначительность полученных (вычисленных) оценок абсолютной погрешности аппаратуры по сравнению с допускаемыми пределами погрешности и отсутствие сомнений в его годности по результатам поверки.

Калибровка и поверка каверномеров-профилемеров

При измерениях каверномерами и профилемерами в скважинах в качестве измеряемых параметров приняты следующие: расстояние между концами противоположных измерительных рычагов (для каверномеров с прижимными башмаками); среднее значение диаметра скважины, измеренное двумя парами взаимно перпендикулярных измерительных рычагов (для четырех рычажных каверномеров); расстояние от оси прибора до конца измерительного рычага (для скважинных профилемеров) [11].

Каверномеры отличаются от профилемеров тем, что у профилемеров (радиусомеров) измерительные каналы созданы от каждого рычага, а у каверномеров (диаметромеров) используются по два противоположных рычага попарно для каждого измерительного канала.

При калибровке в качестве эталонов используются измерительные кольца, концевые меры в виде «ромба» и «елки», установки с ручным управлением и автоматизированные установки.

Комплект эталонных измерительных колец предназначен для калибровки каверномеров и профилемеров и выполнен в виде набора стальных цилиндров, рис. 7 [12].

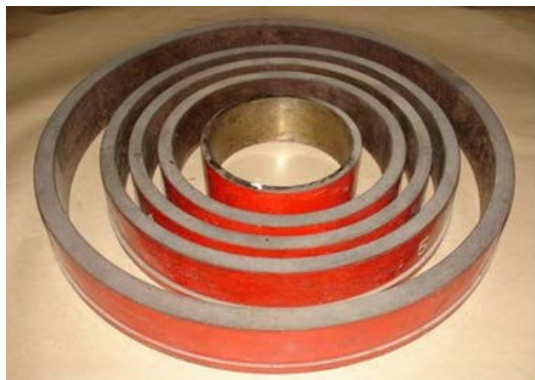


Рис. 7. Общий вид пяти эталонных колец для градуировки и калибровки каверномеров-профилемеров

К недостаткам измерительных колец относится то, что с их использованием не представляется возможным оценивать вариацию показаний (люфты) каверномеров, так как изменение диаметра при заправке рычагов каверномера в кольцо происходит только со стороны меньших значений. Устройства «Ромб» и «Елка» в виде концевых мер длины также не позволяют оценивать вариацию.

Установки УПК-1 (рис. 8) для калибровки и поверки каверномеров и профилемеров позволяет оценивать вариацию показаний каверномеров и профилемеров. В ней вращающийся блок эталонных колец, установленных в одной плоскости, имеет возможность рычагам каверномера и профилемера скользить по рабочей поверхности и плавно переходить с одного кольца на другое. При вращении в одну сторону рычаги поочередно переходят на одно и тоже кольцо со стороны меньших значений, а при вращении блока колец в противоположную сторону – со стороны больших значений. При этом разность показаний каверномера (профилемера) принимается за оценку вариации [8].

Однако такая установка обладает рядом недостатков, связанных с техническими трудностями при выполнении калибровочных работ. По мере раскрытия рычагов каверномера приходится приподнимать блок эталонных колец, чтобы рычаги не «выпрыгнули» из кольца большего диаметра. Поверхность эталонных колец изнашивается в результате трения о твердосплавные напайки на измерительных рычагах. Производительность такой установки весьма низкая.



Рис. 8. Общий вид установки УПК-1 для калибровки и поверки каверномеров и профилемеров

Установка УАК-Кав-700 (рис. 9) для автоматизированной калибровки каверномеров и профилемеров в которой блок эталонных колец содержит 4 кольца, с внутренним диаметром 130, 300, 500 и 700 мм [13]. Каждое кольцо в средней части рабочей поверхности имеет проточку глубиной 5 мм, обеспечивающую возможность оценки люфтов каверномеров и профилемеров (до 5 мм) при вертикальном перемещении.

С помощью подъемного устройства каверномер через неподвижный блок на мачте опускается в блок эталонных колец до упора. После раскрытия рычагов он медленно поднимается из блока эталонных колец, скользя рычагами по их рабочей поверхности. При этом выполняется запись выходных сигналов каверномера в файл через каротажный регистратор или другим путём.

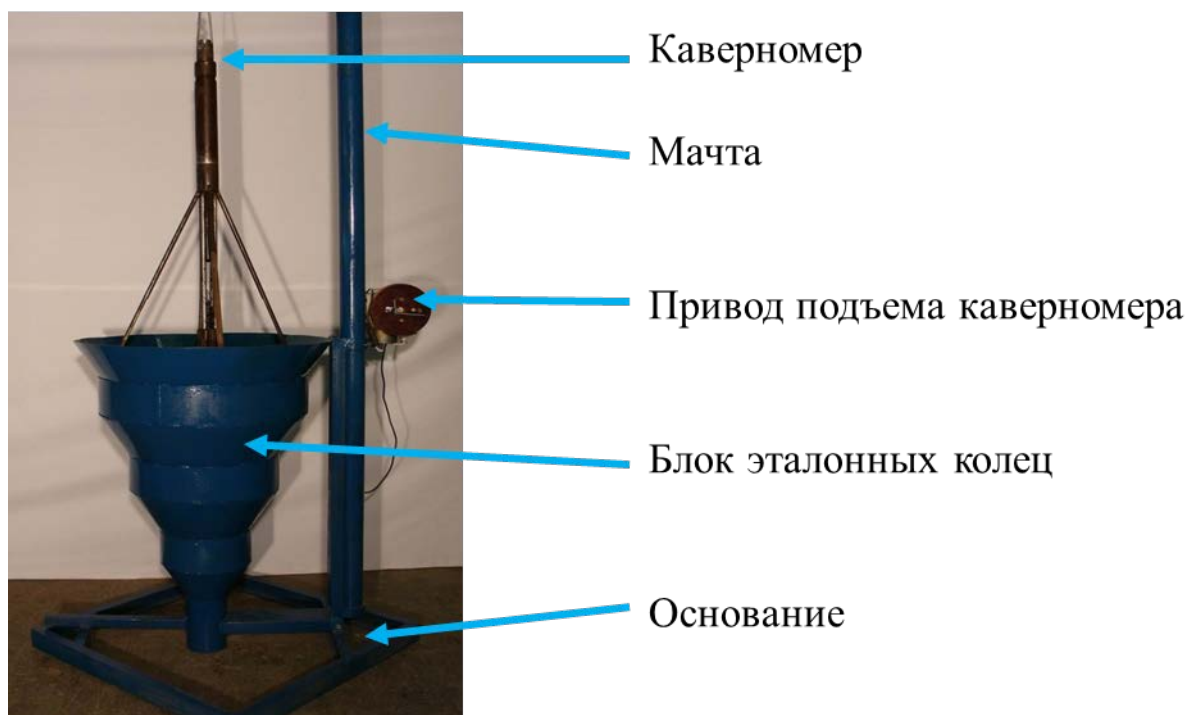


Рис. 9. Общий вид установки УАК-Кав-700 для автоматизированной калибровки каверномеров и профилемеров

После завершения измерений, в блоке эталонных колец записанные значения выходного сигнала подаются на вход обрабатывающей программы.

Калибровка

Оценку основной абсолютной погрешности $\tilde{\Delta}_{oiм}$ и $\tilde{\Delta}_{oiб}$ измерений в каждой i -той точке контроля (в каждом кольце) определяют по формулам:

- для профилемера

$$\begin{aligned}\tilde{\Delta}_{oiм} &= R_{iм} - R_{эi} \\ \tilde{\Delta}_{oiб} &= R_{iб} - R_{эi}\end{aligned}$$

- для каверномера

$$\begin{aligned}\tilde{\Delta}_{oiм} &= D_{iм} - D_{эi} \\ \tilde{\Delta}_{oiб} &= D_{iб} - D_{эi}\end{aligned}$$

где $R_{iм}$ и $R_{iб}$ - измеренные значения радиуса (показания) профилемера в i -той точке контроля при изменении радиуса со стороны меньших и больших значений; $D_{iм}$ и $D_{iб}$ - измеренные значения диаметра каверномера в i -той точке контроля при изменении диаметра со стороны меньших и больших значений; $R_{эi}$ и $D_{эi}$ - эталонное значение радиуса и диаметра в i -той точке контроля.

Поверка

Каверномер (или профилемер) признается годным к применению, если в каждой точке контроля обе полученные оценки абсолютной погрешности не превышают нормированных значений, указанных в паспорте калибруемого прибора.

Если нормирована вариация показаний, то выполняют подтверждение соответствия поверяемого прибора метрологическим требованиям по вариации показаний, оценка которой не должна превышать нормированного значения, указанного в паспорте каверномера.

Градуировка, калибровка и поверка скважинных термометров и манометров

Измерительные каналы температуры и давления комплексной скважинной аппаратуры имеют индивидуальные градуировочные характеристики (ГХ) и, как правило, подвергаются калибровке с градуировкой и поверке одновременно по обоим каналам, так как для скважинных манометров необходимо строить семейство градуировочных характеристик при разных значениях температуры. Это вызвано необходимостью коррекции влияния температуры на первичные преобразователи (датчики) давления аппаратуры.

Следовательно, калибровочное оборудование должно воспроизводить и давление и температуру одновременно [11].

При измерениях в скважинах, выполняемых скважинными термометрами и манометрами в качестве измеряемых параметров приняты следующие:

- температура в диапазоне от 0 до 100°C;
- давление гидростатическое в диапазоне от 0 до 60 МПа.

Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности измерений температуры $\pm 0,5^\circ\text{C}$; пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений гидростатического давления $\pm 0,4\%$.

В качестве эталонных средств измерений и при калибровке (включая градуировку) и при поверке скважинных термометров и манометров применяют следующие:

- 1) Установка УАК-СТМ-100/60 (рис. 10) для автоматизированной калибровки скважинных термометров и манометров [14];

2) Термостат «КОНВЕКТОР» в комплекте с грузопоршневым манометром МП-600.



Рис. 10. Общий вид установки УАК-СТМ-100/60 для калибровки скважинных термометров и манометров

Установка УАК-СТМ предназначена для автоматизированной калибровки скважинных термометров и манометров. Установка воспроизводит следующие параметры:

- температура в диапазоне от 10 до 100°C (для воды) и до 150°C (для кремнийорганической жидкости или трансформаторного масла) с пределами допускаемой основной абсолютной погрешности $\pm 0.1^\circ\text{C}$;

- гидростатическое давление в диапазоне от 0 до 60 МПа с пределами допускаемой основной относительной погрешности $\pm 0.2\%$.

Установка может воспроизводить только температуру (работать в режиме термостата) без воспроизведения давления и использоваться только для калибровки с градуировкой (или без градуировки) и поверки термометров.

Конструктивно установка состоит из термокамеры в виде стеклопластиковой трубы (длина камеры 2300 мм и диаметр 180 мм) с датчиками нижнего и верхнего уровней жидкости, насоса высокого давления (помпы) с электроприводом, блока программного управления, пульта ручного управления, эталонного датчика давления и 4-х эталонных датчиков температуры.

Гидростатическое давление создается насосом высокого давления и с помощью латунной трубки и штуцера подается непосредственно на датчик давления скважинного прибора. Параллельно это же давление воздействует

на эталонный датчик давления, выходной сигнал которого регистрируется микроконтроллером, преобразуется в код и передается в персональный компьютер [8].

Температура в термокамере воспроизводится путем нагрева рабочей жидкости (воды или масла или тосола) с помощью двух термоэлектронагревательных (ТЭН) элементов. Эталонные датчики температуры крепятся непосредственно на термодатчики скважинного прибора и вырабатывают электрический сигнал, пропорциональный температуре. Температурный градиент в термокамере не вносит погрешности в измерительный процесс, поскольку рабочий и эталонный термометры измеряют температуру в одной и той же точке теплоносителя.

При каждой фиксированной температуре в термокамере ступенчато создается давление сначала при его возрастании, а затем при его убывании для оценки вариации показаний манометра.

Сначала собирают кассету из четырех (или трех, или двух) скважинных приборов (можно один) и подключают эталонные платиновые термометры к каждому датчику температуры скважинного прибора и трубки от помпы (компрессора) с маслом к каждому датчику давления. Кассету с приборами помещают в термокамеру и заполняют ее водопроводной водой (или тосолом, или маслом).

Последовательно воспроизводят на установке температуру $T_{20^{\circ}}=20^{\circ}\text{C}$, $T_{40^{\circ}}=40^{\circ}\text{C}$, $T_{60^{\circ}}=60^{\circ}\text{C}$, $T_{80^{\circ}}=80^{\circ}\text{C}$, $T_{100^{\circ}}=100^{\circ}\text{C}$ со скоростью изменения температуры в камере не более 2° в минуту и регистрируют показания каждого скважинного термометра в памяти компьютера. Одновременно при каждом указанном значении температуры автоматически последовательно воспроизводят на установке давление $P_{0^{\circ}}=0$ МПа, $P_{20^{\circ}}=20$ МПа, $P_{40^{\circ}}=40$ МПа, $P_{60^{\circ}}=60$ МПа, а затем в обратном порядке (в сторону уменьшения давления), и регистрируют показания каждого скважинного манометров в памяти компьютера. Возможны другие точки контроля, например, 0; 10; 20; 30.

Обычно градуировку измерительных каналов температуры и давления выполняют одновременно, но мы рассмотрим их в отдельности.

Градуировка канала температуры

Часто градуировочная характеристика канала температуры линейная и не проходит через начало координат и имеет вид [11]:

$$T = T_0 + K_T \cdot I$$

где T_0 – коэффициент смещения характеристики; K_T – коэффициент преобразования; I – код на выходе термометра.

Определим коэффициент преобразования (постоянную канала) K_T и смещение характеристики T_0 с использованием методики сглаживания результатов измерений методом наименьших квадратов по следующим формулам:

$$K_T = \frac{\sum T_{эi} \cdot U_i - \frac{1}{n} \cdot \sum T_{эi} \cdot \sum U_i}{\sum U_i^2 - \frac{1}{n} \cdot \sum U_i \cdot \sum U_i}$$

$$T_0 = \frac{1}{n} \left(\sum T_{эi} - b \cdot \sum U_i \right)$$

После расчетов подставляем получившиеся данные в формулы и получаем наш линейный вид градуировочной характеристики.

Градуировка канала давления при разной температуре

Обычно градуировочная характеристика канала давления линейная, и не проходит через начало координат. Если выходным сигналом скважинного манометра является цифровой код N , то градуировочная характеристика обычно строится для каждого фиксированного значения температуры и имеет вид

$$P = a + b \cdot N$$

Определим коэффициент преобразования (постоянную канала) b и начальное давление a при $N = N_0$, где N_0 - выходной код, соответствующий $P=0$, с использованием методики сглаживания результатов измерений методом наименьших квадратов [8].

$$K_T = \frac{\sum P_{эi} \cdot N_i - \frac{1}{n} \cdot \sum P_{эi} \cdot \sum N_i}{\sum N_i^2 - \frac{1}{n} \cdot \sum N_i \cdot \sum N_i}$$

$$a = \frac{1}{n} \left(\sum P_{эi} - b \cdot \sum N_i \right)$$

На практике создатели аппаратуры стараются избавиться от коэффициента a и используют градуировочную характеристику вида

$$P = b \cdot (N - N_0)$$

Часто в производственных условиях по требованию интерпретационной службы для канала давления семейство градуировочных характеристик заменяют одной градуировочной характеристикой в виде

аналитической линейной функции двух аргументов – выходного сигнала (кода N) и температуры T.

$$P = K_1 \cdot T + K_2 + (K_3 \cdot T + K_4) \cdot N$$

Калибровка скважинных термометров и манометров

Скважинный термометр-манометр поступает на калибровку с градуировочными характеристиками: по каналу температуры – с коэффициентами а и b в формуле $P = a + b \cdot N$; по каналу давления – с коэффициентами K_1, K_2, K_3 и K_4 , в формуле $P = K_1 \cdot T + K_2 + (K_3 \cdot T + K_4) \cdot N$. Если калибровка скважинных термометров и манометров выполняется с помощью установки УАК-СТМ-100/60, то по программе автоматически воспроизводятся установкой заданные значения температуры и давления в тех же точках контроля, что и при градуировке, и регистрируются показания скважинного прибора. В протоколе калибровки должна быть такая же таблица исходных данных, как и при градуировке [8].

Указанные в ней оценки абсолютной погрешности $\tilde{\Delta}_{oi}$ калибруемых термометра и манометра в каждой i -той точке контроля определяются по формулам:

$$\tilde{\Delta}_{oi} = T_i - T_{эi}$$

$$\tilde{\Delta}_{oi} = P_i - P_{эi}$$

где T_i и $T_{эi}$ – измеренное и действительное значения температуры в i -той точке контроля; P_i и $P_{эi}$ – измеренное и действительное значения давления в i -той точке контроля.

Проверка скважинных термометров и манометров

Подтверждение соответствия скважинных термометров и манометров метрологическим требованиям заключается в подтверждении того, что оценки метрологических характеристик (МХ) не превышают нормированных пределов [11].

Аппаратура по каналам температуры и давления признается годной к применению, если в каждой точке контроля полученные оценки абсолютной погрешности, не превышает нормированных значений, указанных в паспорте на него, а постоянная времени термометра не превышает 2 с.

Оценку постоянной времени термометра определяют как время, которое занимает переходный процесс для достижения 63% от разности

между температурой жидкости $T_{ж}$, куда мгновенно опущен термометр, и температурой воздуха T_0 , где находился термометр до погружения.

Поверка скважинных термометров и манометров документируется протоколом и свидетельством о поверке.

Независимо от того, оформляется ли по завершении метрологических работ «Сертификат о калибровке» или «Свидетельство о поверке», в протоколах всегда отражаются все сведения, полученные в ходе метрологических исследований (испытаний) скважинных термометров и манометров. При этом указываются как оценки погрешности, так и пределы допускаемой погрешности термометра и манометра в каждой точке контроля, а также отражается прослеживаемость единиц температуры и давления к государственным эталонам России путем ссылки на сертификат о калибровке установки.

Градуировка, калибровка и поверка скважинных расходомеров

При контроле разработки нефтегазовых месторождений применяются расходомеры турбинного и термокондуктивного типа. Реальный поток в вертикальной скважине представляет собой совокупность газовых пузырьков, всплывающих в движущейся жидкости. В свою очередь, за счет гравитационных сил, разной плотности и смачиваемости, капли нефти опережают поток воды или капли воды отстают от потока нефти в зависимости от соотношения фаз «вода-нефть». В горизонтальной скважине происходит полное расслоение фаз [8].

За нормальные условия градуировки скважинных расходомеров приняты следующие: рабочая среда (носитель расхода) – питьевая вода по ГОСТ 2874-82; температура воды и воздуха $(20 \pm 5)^\circ\text{C}$. Градуировку, калибровку и поверку проводят в одинаковых условиях.

Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности $\pm(0.1+0.04Q)$ $\text{м}^3/\text{ч}$.

Поскольку обеспечить условия градуировки расходомеров, близкие к реальным, трудно, то ограничиваются только воспроизведением расхода воды.

При этом в качестве измеряемых параметров приняты следующие параметры:

- расход воды в нагнетательных скважинах (в диапазоне от 0,4 до $100 \text{ м}^3/\text{ч}$);

- расход (дебит) воды в добывающих скважинах (в диапазоне от 0,1 до 40 м³/ч).

В качестве эталонных средств измерений при градуировке и калибровке скважинных расходомеров применяют следующие расходоизмерительные установки:

- Установка УАК-СР-40 (рис. 11) для автоматизированной калибровки скважинных расходомеров с верхним пределом измерений до 40 м³/ч [15];
- Установка УПР-3 для калибровки скважинных расходомеров с верхним пределом измерений до 96 м³/ч [16].

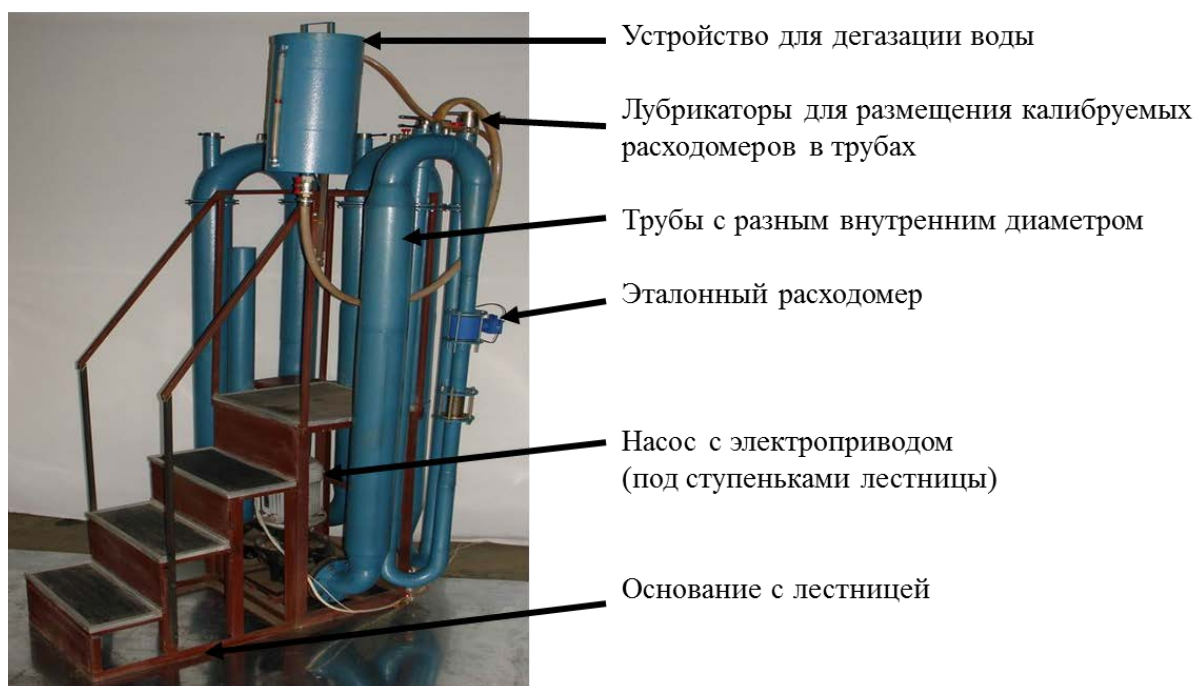


Рис. 11. Общий вид установки УАК-СР-40 для калибровки скважинных расходомеров, дебитомеров

Установка УАК-СР-40 предназначена для калибровки скважинных расходомеров в автоматическом и в ручном режимах. Конструктивно она состоит из трех пар труб из нержавеющей стали разного внутреннего диаметра (64, 130 и 152 мм), соединенных последовательно в единую гидравлическую цепь. Трубы подключены к насосу и эталонному расходомеру. Имеется система дегазации воды и блок программного управления, соединенный с персональным компьютером. Абсолютная погрешность данной установки равна $\pm 0,2$ м³/ч.

Градуировка

Построение градуировочной характеристики скважинных расходомеров выполняют для каждого внутреннего диаметра строго вертикальной колонны с двумя направлениями потока воды – вертикально вниз (нагнетательные скважины) и вертикально вверх (добывающие скважины). Всего строится шесть градуировочных характеристик в виде функции одной переменной или две характеристики в виде функции двух переменных (зависимость расхода воды от выходного сигнала и внутреннего диаметра колонны) [11].

Градуировка расходомера выполняется в следующей последовательности.

Сначала скважинный расходомер размещают в одной из шести труб и подготавливают установку к измерениям. Включают электронасос через преобразователь частоты и плавно устанавливают максимальное значение расхода воды. Через прозрачную трубку наблюдают за проскакиванием пузырьков воздуха до их полного исчезновения, что свидетельствует о готовности установки к работе.

Воспроизводят последовательно эталонные значения расхода воды 0,1; 10; 20; 30; 40 60 м³/ч, и регистрируют показания (выходной сигнал – частоту следования импульсов) скважинного расходомера в памяти компьютера, где формируется таблица для пяти пар исходных данных для градуировки расходомера в колонне одного диаметра.

Обычно ГХ расходомера линейная, и не проходит через начало координат. ГХ обычно строится для каждого фиксированного значения диаметра колонны и имеет вид

$$Q = q_0 + b \cdot F,$$

где q_0 – начальное значение расхода (имеет знак «минус» из-за инерционных свойств турбинки и трения в её осях);

b – коэффициент преобразования;

F – выходной код на выходе расходомера, дебитомера.

Определим коэффициент преобразования b и начальное значение расхода q_0 , которое имеет знак «минус» из-за инерционных свойств турбинки и трения в её осях, с использованием методики наименьших квадратов.

$$b = \frac{\sum Q_{эi} \cdot F_i - \frac{1}{n} \cdot \sum Q_{эi} \cdot \sum F_i}{\sum F_i^2 - \frac{1}{n} \cdot \sum F_i \cdot \sum F_i}$$

$$q_0 = \frac{1}{n} \left(\sum Q_{эi} - b \cdot \sum F_i \right)$$

ГХ расходомера в виде аналитической функции двух аргументов – выходного сигнала (F) и диаметра D может быть описана линейной зависимостью:

$$Q = K_1 \cdot (D - D_0) + K_2 + (K_3 \cdot (D - D_0) + K_4) \cdot F$$

Зависимость показаний расходомера от диаметра можно в первом приближении принять линейной. При $D = D_0$ $K_2 = q_0$ и $K_4 = b$.

Если градуировка скважинных расходомеров выполняется с помощью установки УАК-СР-40, то автоматически в протоколе калибровки формируется таблица исходных данных для градуировки расходомера в колонне с внутренним диаметром 130 мм.

Учитывая, что пределы допускаемой абсолютной погрешности эталонной расходомерной установки равны $\pm 0,2$ м³/ч, то в качестве оценки погрешности расходомера после его градуировки следует принять арифметическую сумму систематической погрешности аппроксимации ГХ прямой линией и соответствующего (по знаку) предела погрешности установки.

Калибровка

Оценку основной абсолютной погрешности $\tilde{\Delta}_{oi}$ измерений расхода в каждой i-той точке контроля определяют по формуле [8]:

$$\tilde{\Delta}_{oi} = Q_i - Q_{эi}$$

где Q_i и $Q_{эi}$ – измеренное и эталонное значения расхода воды в i-той точке контроля.

Измерения повторяют, размещая скважинный расходомер во всех трубах калибровочной установки, диаметры которых подходят для выполнения планируемых скважинных измерений, и регистрируют показания расходомера в памяти компьютера. Полагая, что в случае годности калибруемого расходомера с одной из прежних градуировочных характеристик, все остальные ГХ расходомера для других диаметров колонны и другого направления потока воды также сохраняют свои параметры, то измерения в оставшихся пяти колоннах не выполняются.

В случае признания скважинной аппаратуры годной к применению по измерительному каналу расхода воды метролог-калибровщик оформляет «Сертификат о калибровке».

Поверка

Расходомер признается годным к применению, если в каждой точке контроля полученная оценка абсолютной погрешности, вычисленные по формуле $\tilde{\Delta}_{oi} = Q_i - Q_{эi}$, не превышает нормированных значений, указанных в его паспорте. По результатам поверки расходомера оформляют «Свидетельство о поверке».

В верхней части свидетельства указывается наименование организации, выполнившей поверочные работы. Обязательно указывается тип и заводской номер поверяемой аппаратуры, а также условия измерений и вид (коэффициенты) градуировочной характеристики, подтверждение которых выполнено по результатам поверки.

В протоколах к «Сертификату о калибровке» или к «Свидетельству о поверке» заполняется таблица результатов измерений и обработки с указанием выходных сигналов, измеренных и эталонных значений расхода, оцененное и нормированное значения основной абсолютной погрешности, показатель достоверности поверки.

Градуировка, калибровка и поверка скважинных дизелькометрических (конденсаторных) влагомеров нефти

При калибровке (градуировке) и поверке скважинных дизелькометрических (конденсаторных) влагомеров нефти в нормальных условиях в качестве измеряемого параметра принято влагосодержание нефтепродукта – дизельного топлива (или солярового масла), так как его диэлектрические параметры близки к параметрам нефти. Диапазон измерений влагосодержания от 0 до 60% [11].

Пределы допускаемой основной абсолютной погрешности $\pm(1.0+0.04 \cdot W)\%$.

В качестве эталонных средств измерений при градуировке и калибровке скважинных влагомеров применяют установку УАК-СВ-60 для автоматизированной калибровки скважинных влагомеров нефти. Фотография общего вида установки УАК-СВ-60 приведена на рис. 12 [17].

Она состоит из основной камеры с эталонной смесью, системы диспергирования и перемешивания смеси, эталонного датчика влагосодержания нефти. Конструктивно установка выполнена в виде емкости из нержавеющей стали для воды, над которой расположена камера смешения жидкостей из стеклопластиковой трубы диаметром 146 мм (труба-имитатор

колонны), заполненная соляной. Имеется блок программного и ручного управления. Камера смешения совмещена с насосом для струйного диспергирования. В камере находится 100% дизельного топлива, и эталонный датчик влагосодержания емкостного и резистивного типа. В нижней части установки в стальной емкости находится вода.



Рис. 12. Общий вид установки УАК-СВ-60 для калибровки скважинных влагомеров

Установка воспроизводит влагосодержание нефти диапазоне от 0 до 60% с пределами допускаемой основной абсолютной погрешности $\pm(0,5+0,02W)\%$.

Технологический процесс автоматической градуировки и калибровки скважинных влагомеров нефти заключается в том, что во время работы калибруемого скважинного влагомера в камеру с дизельным топливом с помощью насосной системы порциями добавляется вода из сливного резервуара в нижней части установки. Эталонный датчик непрерывно измеряет текущее значение влагосодержания жидкости в камере.

По окончании цикла градуировки или калибровки диспергированная смесь за счет гравитационных сил разделяется на первоначальные составляющие. Дизельное топливо всплывает в камеру, а вода сливается в стальную емкость установки. Через 2 часа после выключения установка

вновь готова к повторной работе. Диаметр калибруемых скважинных приборов 36 и 42 мм.

Градуировка

Градуировочная характеристика скважинного влагомера нефти в общем случае представляет собой зависимость влагосодержания нефти от частоты следования импульсов или числового кода на его выходе. Она имеет нелинейную зависимость и может быть представлена в виде параболической функции [8]

$$W = a + b \cdot N + c \cdot N^2,$$

где W – влагосодержание нефти; N – код на выходе влагомера; a , b , c – коэффициенты функции преобразования.

Построение градуировочной характеристики влагомера основано на прямых измерениях влагосодержания, воспроизводимого калибровочной установкой, и его выходного сигнала. Выполняют однократные измерения этих параметров.

Калибровка

Оценку основной абсолютной погрешности $\tilde{\Delta}_{oi}$ измерений влагосодержания в каждой i -той точке контроля определяют по формуле

$$\tilde{\Delta}_{oi} = W_i - W_{эi}$$

где W_i и $W_{эi}$ – измеренное и эталонное значение влагосодержания в i -той точке контроля.

Поверка

Влагомер признается годным к применению, если в каждой точке контроля полученная оценка абсолютной погрешности, вычисленные по формуле $\tilde{\Delta}_{oi} = W_i - W_{эi}$, не превышает нормированных значений, указанных в его паспорте.

Поскольку скважинные влагомеры нефти в большинстве случаев являются индикаторами влажности нефти и показатели точности для них не нормированы, то на практике осуществляется только их индивидуальная градуировка. Поэтому процедура калибровки или поверки влагомеров не всегда выполняется.

Градуировка, калибровка и поверка скважинных резистивметров

При градуировке и калибровке скважинных в нормальных условиях в качестве измеряемого параметра принята удельная электрическая проводимость (УЭП) в диапазоне от 0,05 до 50 См/м (Сименс на метр) [11].

В качестве рабочих эталонов применяют стандартные образцы ρ в виде водного раствора хлористого натрия различной концентрации, аттестуемых методом прямых измерений лабораторным кондуктомером.

Градуировка и калибровка резистивметров выполняются с помощью:

1. Ручная установка стандартных образцов (СО) ρ_c [18];
2. Автоматизированная установка УАК-СИР [19].

Пределы допускаемой основной относительной погрешности резистивметра ($\delta_{ор}$), вычисляются по формуле:

$$\delta_{ор} = \pm \left[5 + \left(\frac{50}{\sigma} - 1 \right) \right] \%$$

где σ – удельная электрическая проводимость в См/м.

СО УЭП объединены в калибровочную установку, которая состоит из шести скважин-стаканов диаметром 110 мм и высотой 0,9 м, расположенных в два ряда в термостате, рис. 13.

В цилиндрических стаканах содержатся аттестованные водные растворы хлористого натрия с УЭП в диапазоне от 0.1 до 20 См/м. Аттестация стандартных образцов УЭП производится методом прямых измерений лабораторным кондуктометром типа КЛ-4.



Рис. 13. Общий вид СО УЭП

Диапазон воспроизведения удельной электрической проводимости (УЭП) равен от 200 до 2500 мСм/м и разбит на 5 точек контроля. Четыре точки из них – водные растворы поваренной соли разной концентрации, воспроизводящие следующие диапазоны по УЭП:

- без ёмкости – (0,1 - 0,5) См/м - водопроводная вода;
- ёмкость №1 – (2 - 3) См/м – водный раствор поваренной соли;
- ёмкость №2 – (4 - 6) См/м – водный раствор поваренной соли;
- ёмкость №3 – (9 - 11) См/м – водный раствор поваренной соли;
- ёмкость №4 – (18 - 50) См/м – водный раствор поваренной соли.

Объём каждой ёмкости с растворами – 5 литров.

В настоящее время для градуировки и калибровки резистивиметров применяется установка УАК-СИР для автоматизированной калибровки скважинных индукционных резистивиметров. Фотография общего вида установки УАК-СИР приведена на рис. 14.



Рис. 14 Общий вид установки УАК-СИР для калибровки скважинных резистивиметров

Пределы допускаемой основной относительной погрешности воспроизведения УЭП ($\delta_{ор}$), вычисляются по формуле:

$$\delta_{ор} = \pm \left[2 + \frac{1}{2} \cdot \left(\frac{50}{\sigma} - 1 \right) \right] \%$$

где σ – удельная электрическая проводимость в См/м.

Диаметр калибруемых скважинных приборов от 34 до 38 мм. В качестве стандартного образца УЭП используется водопроводная вода, раствор хлористого натрия.

Технологический процесс автоматической градуировки и калибровки скважинных резистивиметров заключается в том, что во время работы калибруемого скважинного резистивиметра с помощью насосной системы перекачивается водный раствор хлористого натрия из сосудов в нижней части установки в рабочую камеру. Эталонный датчик непрерывно измеряет текущее значения УЭП в рабочей камере.

Градуировка

Градуировочная характеристика скважинного резистивиметра в общем случае представляет собой зависимость УЭП от числового кода (или напряжения) на его выходе. Она имеет линейную зависимость и может быть представлена в виде таблицы, графика или формулы [8].

Градуировочная характеристика в аналитическом виде представляет собой линейную функцию

$$\sigma = K_p \cdot (N - N_0)$$

или

$$\sigma = \sigma_0 + K_p \cdot N$$

где σ – измеряемый параметр - УЭП; K_p – коэффициент преобразования; N – цифровой код на вы выходе резистивиметра; N_0 – цифровой код на вы выходе при расположении датчика в воздухе («Нуль в воздухе» - когда $\sigma=0$); σ_0 - значение проводимости при N_0 .

Калибровка

Оценку основной абсолютной погрешности измерений УЭП в каждой i -той точке контроля определяют по формуле:

$$\tilde{\Delta}_{oi} = \sigma_i - \sigma_{эi}$$

где σ_i и $\sigma_{эi}$ – измеренное и эталонное значение УЭП в i -той точке контроля.

Поверка

Используя прежнюю градуировочную характеристику поверяемого резистивиметра определяют измеренные значения УЭП, воспроизводимые калибровочной установкой.

Резистивиметр признается годным к применению, если в каждой точке его контроля полученные оценки абсолютной погрешности, вычисленные по

формуле $\tilde{\Delta}_{oi} = \sigma_i - \sigma_{zi}$, не превышают нормированных значений, указанных в его паспорте.

Результаты поверки резистивиметра оформляются протоколом поверки произвольной формы и «Свидетельством о поверке», в котором рекомендуется отразить сведения об оценках погрешности.

Градуировка, калибровка и поверка инклинометров

При выполнении угловых измерений скважинными инклинометрами в качестве измеряемых параметров приняты следующие [11]:

- азимутальный угол плоскости наклона оси инклинометра;
- зенитный угол оси инклинометра (угол отклонения оси от вертикали);
- угол вращения инклинометра вокруг собственной оси (визирный или апсидальный угол).

Градуировочная характеристика инклинометра по всем каналам – номинальная. Для повышения показателей точности инклинометрических измерений иногда строится график поправок к номинальной функции преобразования. Тогда градуировочная характеристика становится индивидуальной.

Необходимость в индивидуальной градуировке инклинометра возникает в том случае, когда при общей его работоспособности оценки абсолютной погрешности превышают нормированные пределы, но не более, чем в три раза. Если погрешность более трех норм, то его направляют в ремонт.

Настройка инклинометра – процедура юстировки инклинометра, выполняемая при выпуске его из производства или после ремонта. Эта процедура позволяет учесть взаимную неперпендикулярность акселерометров и магнитометров в блоке преобразователей. В результате такой настройки формируется служебная таблица данных, отражающих сигналы с датчиков (первичных преобразователей – акселерометров и феррозондов) в ключевых точках их пространственного положения.

Градуировка

В качестве эталонных средств измерений при градуировке, калибровке и поверке инклинометров применяют следующие:

- Установка УАК-СИ-АЗВ для автоматизированной калибровки скважинных инклинометров [20];
- Установки УПИ-1, УКИ-2 и УСИ-2 для ручной калибровки и поверке инклинометров [21, 22, 23].

Для настройки инклинометров в заводских условиях используются специальные установки, воспроизводящие изменение углов через каждые 5о с пределами основной абсолютной погрешности менее 1 угловой минуты.

Установка УАК-СИ-АЗВ относится к наиболее совершенным инклинометрическим установкам. Она позволяет выполнять автоматизированную калибровку магнитометрических и гироскопических инклинометров методом прямых измерений углов, воспроизводимых эталонной установкой.

Конструктивно установка выполнена из немагнитных материалов в виде жесткой рамки, вращающейся вокруг вертикальной оси, с зажимным узлом для крепления инклинометра, вращающимся вокруг горизонтальной оси в рамке. Фотография общего вида установки УАК-СИ-АЗВ приведена на рис. 15.



Рис. 15. Общий вид установки УАК-СИ-АЗВ для калибровки инклинометров

Установка УАК-СИ-АЗВ воспроизводит следующие углы:

- азимутальные в диапазоне от 0 до 360° с пределами основной абсолютной погрешности ± 15 угловых минут;
- зенитные в диапазоне от 0 до 180° с пределами основной абсолютной погрешности ± 3 угловых минуты;
- углы вращения прибора вокруг собственной оси в диапазоне от 0 до 360° с пределами основной абсолютной погрешности ± 15 угловых минут.

Градуировка инклинометра по каналу зенитных углов

Градуировка инклинометра по каналу зенитного угла всегда выполняется в режиме без введения поправок в обрабатывающей программе инклинометра в точках контроля, указанных в таблице 3 в угловых градусах [8].

Таблица 3

Контрольные замеры при проведении калибровки инклинометра по каналу зенитного угла

Тип инклинометра	Воспроизводимые зенитные углы	При следующих значениях визирного угла
ИОН, ИММН, ИМММ, МИН и другие	0; 15; 30; 45; 60; 75; 90; 105; 120°	0; 30; 60; 90; 120; 150; 180; 210; 240; 270; 300; 330°

Поскольку измеренное значение зенитного угла вычисляется по сигналам от трех акселерометров без использования сигналов от блока магнитометров, то поправки к показаниям инклинометра по каналу зенитных углов определяются для 12 фиксированных визирных углов.

Устанавливают азимутальный угол плоскости наклона инклинометра, воспроизводимый калибровочной инклинометрической установкой УАК-СИ-АЗВ, равный 0° (по шкале или по показаниям эталонного измерителя азимута). Следует выбрать необходимый тип и номер калибруемого инклинометра, фамилию калибровщика и устанавливают нулевое значение визирного угла. После чего на установке автоматически будут воспроизводиться заданные значения зенитных углов в соответствии с таблицей 3 и считываться показания инклинометра по каналу зенитных углов.

Градуировка инклинометра по каналу азимута

Градуировка инклинометра по каналу азимутальных углов выполняется в обрабатывающей программе инклинометра в режиме без введения поправок в следующих точках контроля, указанных в таблице 5 в угловых градусах.

Таблица 5

Контрольные замеры при проведении калибровки инклинометра по каналу азимута

Тип инклинометра	Точки контроля азимута	При следующих значениях зенитного и визирного углов
ИОН, МИН ИМММ ИММН и др.	0; 30; 60; 90; 120; 150; 180; 210; 240; 270; 300; 330о	Зенит: 10; 20; 30; 60; 90; 120 Визир: 0; 30; 60; 90; 120; 150; 180; 210; 240; 270; 300; 330

Поскольку измеренное значение азимутального угла вычисляется по сигналам от трех магнитометров с использованием сигналов от блока акселерометров, то поправки к показаниям инклинометра по каналу определяются для 6-ти фиксированных зенитных углов и 12-ти визирных углов.

Установить значение визирного угла равное «0». Запустить управляющую и обрабатывающую программу «Калибровка инклинометров». На установке автоматически будут воспроизводиться заданные значения азимутов при зенитном угле, равном 10° , и считываться показания инклинометра по каналу азимутов в соответствии с таблицей 5.

За поправки к показаниям инклинометра по каналу азимутальных углов принимаются разности между воспроизводимым эталонным значением азимута и показаниями инклинометра по каналу азимута.

В итоге формируются 6 двумерных индивидуальных таблиц поправок к показаниям каждого экземпляра инклинометра по каналу азимутальных углов.

В процессе измерений в скважинах показания инклинометра корректируются с помощью его таблицы поправок и специальной обрабатывающей программы, на вход которой подаются измеренные значения зенитного, визирного и азимутального углов.

Калибровка

Калибровка инклинометров выполняется с целью подтверждения стабильности номинальной функции преобразования или индивидуальной функции преобразования с таблицами поправок [11].

Канал зенитных углов

Калибровка инклинометра по каналу зенитного угла выполняется в точках контроля, указанных в угловых градусах в таблице 6

Таблица 6

Контрольные замеры при проведении калибровки инклинометра по каналу зенитного угла

Тип инклинометра	Точки контроля зенитного угла	При следующих значениях визирного угла	Пределы основной абсолютной погрешности
ИОН-1 ИОН-2	3; 5; 10; 20; 30; 40; 50; 60; 70; 80; 90; 120°	При визирном угле, при котором возникают наибольшие погрешности по зениту	±15'
ИМММ-73 ИММН-73	3; 5; 10; 30; 60; 90	При любом визирном угле	±15'
МИН	3; 5; 10; 30; 60; 90	0; 60; 120; 180; 240; 300	±15'
ИММН-60	1; 3; 5; 10; 30; 60; 90	0; 60; 120; 180; 240; 300	±12'
ИММН-36	1; 3; 5; 10; 30; 60; 90	0; 60; 120; 180; 240; 300	±15'

Установить азимутальный угол плоскости наклона инклинометра, воспроизводимый калибровочной инклинометрической установки, равный 0°.

На установке автоматически будут воспроизводиться заданные значения зенитных углов и считываться показания инклинометра по каналу зенитных углов. Выполнить измерения зенитных углов при всех значениях визирного угла в соответствии с таблицей 3.

Оценку основной абсолютной погрешности $\tilde{\Delta}_{oi}$ измерений зенитного угла в каждой i -й точке контроля определяют по формуле:

$$\tilde{\Delta}_{oi} = \theta_i - \theta_{\text{э}i}$$

где θ_i и $\theta_{\text{э}i}$ – измеренное и эталонное значение зенитного угла в i -той точке контроля (с учетом поправки).

Канал азимут a

Калибровка инклинометра по каналу азимута выполняется в режиме с введением поправок в обрабатывающей программе инклинометра в следующих точках контроля, указанных в угловых градусах в таблице 7.

Таблица 7

Контрольные замеры при проведении калибровки инклинометра по каналу азимуту [24, 25]

Тип инклинометра	Точки контроля азимута	При следующих значениях зенитного и визирного углов	Пределы основной абсолютной погрешности
ИОН-1 ИОН-2	0; 30; 60; 90; 120; 150; 180; 210; 240; 270; 300; 330°	При визирном угле, при котором возникают наибольшие погрешности по азимуту	$\pm 1,5^\circ$
ИМММ-73 ИММН-73	0; 45; 90; 135; 180; 225; 270; 315	Зенит: 3, 30, 90 При любом значении визирного угла	$\pm 1,5^\circ$
МИН	0; 45; 90; 135; 180; 225; 270; 315	Зенит: 3, 30, 90 Визир: 0; 60; 120; 180; 240; 300	$\pm 1,5^\circ$
ИММН-60 ИММН-36	0; 45; 90; 135; 180; 225; 270; 315	Зенит: 3, 30, 90 Визир: 0; 60; 120; 180; 240; 300	$\pm 7^\circ$ при зените $1^\circ-3^\circ$ $\pm 2^\circ$ при зените $3^\circ-6^\circ$ $\pm 1^\circ$ при зените $6^\circ-120^\circ$

Установить азимутальный угол плоскости наклона инклинометра, воспроизводимый калибровочной инклинометрической установкой УАК-СИ, равный 0°, и требуемое значение визирного угла.

Запустить управляющую и обрабатывающую программу «Калибровка инклинометров». На установке автоматически будут воспроизводиться заданные значения азимутов при заданных значениях зенитного и визирного угла и считываться показания α_i инклинометра по каналу азимутов.

Оценку основной абсолютной погрешности $\tilde{\Delta}_{oi}$ измерений азимутального угла в каждой i -той точке контроля при каждом значении зенитного угла определяют по формуле:

$$\tilde{\Delta}_{oi}[\alpha] = \alpha_i - \alpha_{эi}$$

где α_i и $\alpha_{эi}$ – измеренное и эталонное значение азимута в i -той точке контроля.

Поверка

При поверке инклинометра выполняются однократные измерения инклинометром углов, воспроизводимых установкой, в тех же самых точках контроля, что и при калибровке, оцениваются систематические погрешности измерений необходимых углов и формируется заключение о его метрологической пригодности [8].

Если в документации на калибруемый инклинометр регламентированы требования к допускаемой абсолютной погрешности измерений визирных углов, то оценки этой погрешности определяют при произвольных значениях зенитного и азимутального углов в следующих точках контроля: 0; 60; 120; 180; 240; 300 и 330° как разность между измеренным и эталонным значениями.

Инклинометр признается годным к применению, если в каждой точке контроля полученная оценка абсолютной погрешности измерений зенитных, азимутальных и визирных углов не превышает нормированных значений основной абсолютной погрешности, указанных в паспорте инклинометра, то есть должны выполняться неравенства

$$\tilde{\Delta}_{oi}[\theta] \leq \Delta_{op}[\theta]$$

$$\tilde{\Delta}_{oi}[\alpha] \leq \Delta_{op}[\alpha]$$

$$\tilde{\Delta}_{oi}[\beta] \leq \Delta_{op}[\beta]$$

При поверке индивидуально градуируемых инклинометров оценки погрешности измеренных углов находят после введения всех известных поправок.

Градуировка, калибровка и поверка акустического каротажа

Акустические параметры пластов горных пород измеряют аппаратурой акустического каротажа (АК) с целью их использования в косвенных измерениях коэффициента пористости пластов. Такая аппаратура используется также и при контроле качества цементирования колонн в скважинах [11].

При калибровке и поверке аппаратуры акустического каротажа в качестве измеряемых параметров приняты следующие: интервальное время

распространения ультразвука в диапазоне от 140 до 600 мкс/м с пределами допускаемой основной относительной погрешности $\pm 3\%$; коэффициент затухания ультразвука в диапазоне от 2 до 30 дБ/м с пределами допускаемой основной относительной погрешности $\pm 15\%$.

Для калибровки аппаратуры акустического каротажа методом прямых измерений применяют стандартные образцы скорости распространения и коэффициента затухания ультразвука. Они выполнены в виде трубных волноводов, конструктивно представляющие собой стальные, стеклопластиковые, асбоцементные и полиэтиленовые трубы длиной 4 или 6 м, заполненные водой.

Все волноводы устанавливаются в шахту или трубный контейнер диаметром (0.6–0.8) м, рис. 16 [26].

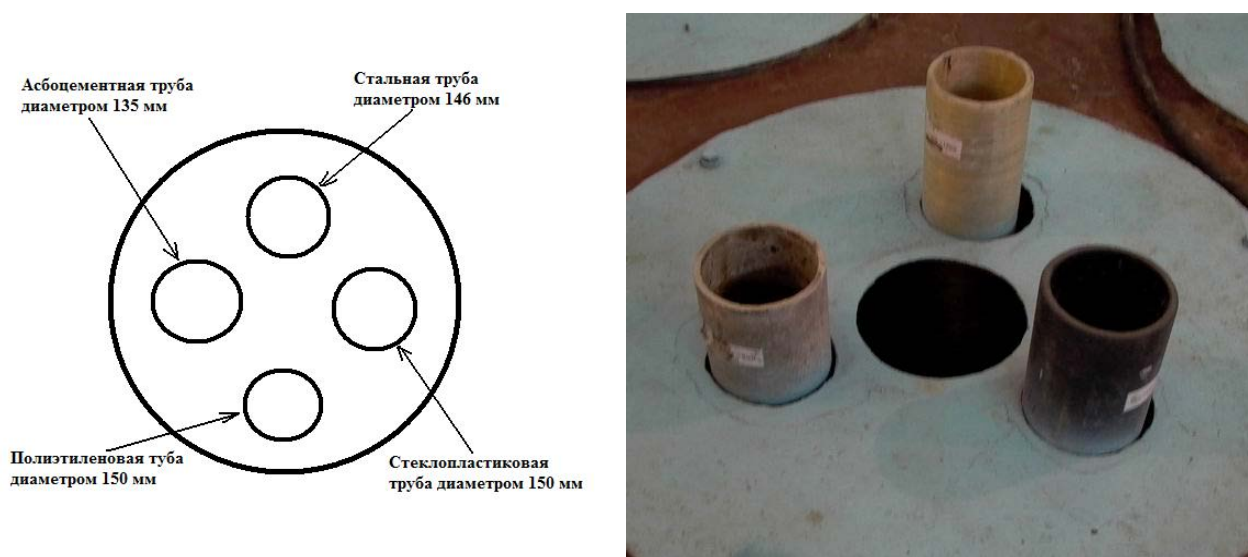


Рис. 16. Схема и фото комплекта трубных волноводов для аппаратуры АК

Значения воспроизводимых интервального времени, коэффициента затухания и доверительных границ погрешности определяются в процессе их метрологической аттестации после монтажа волноводов на объекте.

Градуировка

Установка УПАК-2м (рис. 17) предназначена для проведения метрологических исследований. Установка воспроизводит (и измеряет) акустическое давление с наружной стороны стальной трубы с помощью

внешнего магнитострикционного преобразователя. При этом акустический зонд располагают внутри этой стальной трубы длиной 4 м (или 6 м) под давлением 5 Мпа [12].

Установка УПАК-2м конструктивно выполнена в виде стального цилиндрического корпуса диаметром 520 мм и высотой 6 (или 4) м, внутри которого коаксиально установлена стальная труба (акустический волновод) с наружным диаметром 168 мм.



Рис. 17. Установка УПАК-2м со стальным волноводом

Пространство внутри корпуса заполнено трансформаторным маслом, а внутри волновода - водой. Вдоль наружной поверхности волновода перемещается цилиндрический магнитострикционный преобразователь, приводимый в движение реверсивным двигателем с винтовой парой [8].

При настройке двух и более излучателей скважинного акустического зонда на идентичность (равенство создаваемого акустического давления на поверхности каждого излучателя) перемещаемый преобразователь работает в режиме приемника акустических волн и каждый раз устанавливается строго напротив настраиваемого излучателя зонда по максимуму его показаний.

При настройке двух и более приемников скважинного акустического зонда на идентичность (равенство параметров функций преобразования акустического давления на поверхности каждого приемника в электрический сигнал) перемещаемый преобразователь работает в режиме излучателя акустических волн и каждый раз устанавливается строго напротив настраиваемого

приемника акустического зонда по максимуму амплитуды его выходного сигнала. При этом не идентичность измерительных каналов устраняют путем изменения коэффициента усиления в одном из этих каналов.

В современной микропроцессорной аппаратуре АК не идентичность акустических преобразователей, определяемую с помощью установки УПАК-2м, учитывают программным путем [11].

Гидростатическое давление 5 МПа, создаваемое внутри волновода, позволяет существенно уменьшить влияние воздуха, возникающего на поверхности акустических преобразователей зонда аппаратуры при его размещении в волноводе установки, на погрешности измерений акустических параметров. В случае использования в акустическом зонде аппаратуры магнитострикционных преобразователей, создаваемое в установке давление позволяет стабилизировать выходные сигналы этих преобразователей при наличии в них дефектов (плохого склеивания пластин и других).

Калибровка

Методика калибровки измерительных каналов аппаратуры АК с использованием эталонных волноводов основана на прямых измерениях калибруемой аппаратурой интервального времени распространения и коэффициент затухания ультразвука, воспроизводимых стандартными образцами акустических параметров (волноводами). Зонд аппаратуры АК коаксиально помещают в центральную часть волновода, заполненного водой. Выполняют однократные измерения интервального времени распространения и коэффициент затухания ультразвука [8].

Оценку абсолютной погрешности Δ_{oi} измерений в каждой i -той точке контроля (в каждом волноводе) определяют по формулам:

$$\tilde{\Delta}_{oi}[\Delta t] = \Delta t_i - \Delta t_{\varepsilon i}$$

$$\tilde{\Delta}_{oi}[\Delta \alpha] = \Delta \alpha_i - \Delta \alpha_{\varepsilon i}$$

где Δt_i и $\Delta \alpha_i$ – показания аппаратуры (измеренные значения интервального времени распространения и коэффициента затухания

ультразвука) в i -той точке контроля; $\Delta t_{эi}$ и $\alpha_{эi}$ – эталонные значения интервального времени распространения и коэффициента затухания ультразвука в i -той точке контроля.

Поверка

Аппаратура признается годной к применению по калибруемым каналам, если в каждой точке контроля выполняются следующие неравенства [11]:

$$\tilde{\delta}[\Delta t] = \frac{|\tilde{\Delta}_{oi}[\Delta t]|}{\Delta t_i} \leq \delta_{opi}[\Delta t] = 3\%$$
$$\tilde{\delta}[\alpha] = \frac{|\tilde{\Delta}_{oi}[\alpha]|}{\alpha_i} \leq \delta_{opi}[\alpha] = 15\%$$

Если указанные неравенства не выполняются и оценки погрешности незначительно превышают нормированные значения, то следует выполнить настройку на идентичность одноименных акустических преобразователей (излучателей или приемников)

Градуировка, калибровка и поверка скважинных гамма-плотномеров-толщиномеров

В аппаратуре СГДТ-НВ в качестве измеряемых параметров приняты следующие: объемная плотность вещества в затрубном пространстве горных пород в диапазоне от 1000 до 2000 кг/м³ с пределами допускаемой основной абсолютной погрешности ± 150 кг/м³; толщина стенки труб в диапазоне от 5 до 12 мм с пределами допускаемой основной абсолютной погрешности ± 0.5 мм [8].

Еще в начале семидесятых годов при создании метода гамма-гамма-цементометрии и разработке первых образцов аппаратуры СГДТ-2 возник главный вопрос, который дискутируется и сегодня, – какие условия измерений принять за нормальные условия градуировки этой аппаратуры?

С одной стороны, эта аппаратура предназначена для измерений плотности цемента, расположенного между наружной стенкой обсадной колонны и стенкой скважины, пересекающей пласты горной породы, отличающихся по плотности от цемента. И казалось бы очевидным воспроизводить три значения плотности цемента при каких-либо фиксированных значениях толщины стенки колонны и плотности породы (трехслойная цилиндрическая неоднородная среда). Но тогда возникают

существенные трудности с введением большого количества взаимозависимых поправок, что может создать неразрешимые проблемы на этапе интерпретации [11].

С другой стороны, можно ограничиться тремя значениями плотности однородной среды в затрубном пространстве. Но такая ситуация при измерениях в реальной скважине бывает чрезвычайно редко, например, в большой зацементированной каверне.

Канал толщиномера следует рассматривать как канал для измерения главного влияющего фактора (толщины стенки колонны) на погрешности измеренного значения основного параметра – плотности вещества в затрубном пространстве. Значит, для аппаратуры конкретного типа должна быть предусмотрена номинальная или индивидуальная функция влияния толщины на канал интегрального плотномера.

Эту главную функцию влияния следует строить для однородной среды в затрубном пространстве. В противном случае понадобится семейство функций влияния на кажущееся значение плотности вещества при различном сочетании плотности цемента и плотности породы.

Исследования влияния неравномерности толщины стенки по периметру образца колонны в этих установках на воспроизведение плотности вещества в затрубном пространстве показали недопустимость использования некалиброванных труб. Проводились измерения выходного сигнала аппаратуры СГДТ–НВ в установке УПП–1 по всем измерительным каналам при вращении прибора вокруг своей оси через каждые 60°.

На рис. 18 приведены графики изменения выходного сигнала каждого из шести каналов селективного цементомера (СЦ1 – СЦ6) в зависимости от угла поворота зонда аппаратуры СГДТ–НВЦ в колонне диаметром 146 мм при плотности вещества в затрубном пространстве 2050 кг/м³ [8].

Из графиков видно, что все шесть каналов удовлетворительно идентичны, но все кривые напоминают синусоиду, которая обусловлена разной толщиной стенки трубы напротив каждого счетчика гамма-квантов. Отклонение показаний от средних значений составляет до 10%, что недопустимо для эталона.

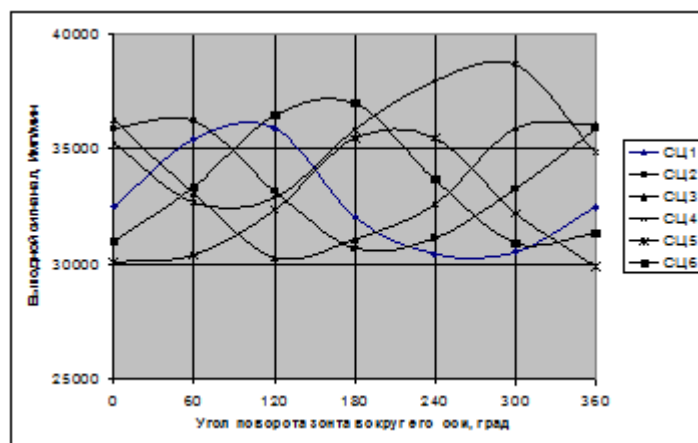


Рис. 18. Графики изменения выходного сигнала каждого из шести каналов селективного цементомера (СЦ1 – СЦ6) в зависимости от угла поворота зонда аппаратуры.

Новые эталоны единиц толщины стенки труб и плотности вещества в затрубном пространстве для градуировки аппаратуры СГДТ и ЦМ созданы в виде СО плотности вещества (бесконечной однородной среды плотностью 1000, 1650 и 2050 кг/м³), в котором расположены стальные трубы разного диаметра – СО толщины стенки обсадной колонны (рис. 19). СО толщины стенки обсадной колонны выполняются в виде колонны из трех эталонных (обработанных на токарном станке) стальных цилиндров разной толщины с двумя дополнительными цилиндрами такого же номинального диаметра, приваренных к торцам эталонной части колонны, для обеспечения центрирования градуируемой аппаратуры. Номинальный наружный диаметр труб выбирался из ряда 102, 114, 127, 146, 168, 178, 219, 245, 324 и 430 мм толщиной 5–6, 7–8 и 9–10 мм.

Предусмотрено два варианта размещения колонны стандартных образцов толщины стенки труб в корпусе СО плотности:

- по одной колонне в каждом отдельном корпусе одного СО плотности [27];
- по несколько колонн в отдельном корпусе одного СО плотности.



Рис. 19. Фото комплекта СО плотности вещества в затрубном пространстве колонн диаметром 114, 146, 168, 178, 219, 245, 324, 430 мм

Каждая колонна состоит из трех основных калиброванных цилиндров высотой по 1.3 м с разной толщиной стенки и двух центрирующих цилиндров. Конструктивно все эти насыпные модели с колоннами выполнены одинаково и отличаются только составом вещества в затрубном пространстве.

Расстояние от наружной стенки колонны до внутренней стенки корпуса СО (или до соседней колонны) должно быть не менее 300 мм – глубинности зонда канала плотномера. Но реальные исследования аппаратуры СГДТ-НВ в стальной емкости с водопроводной водой показали, что ее выходные сигналы по обоим каналам не изменяются при приближении прибора к корпусу емкости на расстояние до 240 мм. Значит, при наличии колонны и вещества с большей плотностью это расстояние может быть меньше 220 мм [11].

Воспроизводимые значения плотности вещества в затрубном пространстве определяют косвенным методом путем измерения общего объема засыпки и массы засыпки кварцевого песка до уровня контрольной отметки на внутренней поверхности корпуса СО и объема залитой воды. Плотность водопроводной воды при температуре 20°C определяют поверенным ареометром.

Градуировка

Градуировку аппаратуры СГДТ и ЦМ производят сначала при вводе ее в эксплуатацию, а затем после каждого ремонта [8].

Следует помнить то обстоятельство, что в существующей аппаратуре типа СГДТ и ЦМ имеются два взаимозависимых нелинейных измерительных канала: канал толщиномера стальной колонны (его показания зависят от плотности вещества за трубой); канал интегрального плотномера (его показания зависят от толщины стенки обсадной колонны).

Поскольку отмеченные измерительные каналы взаимозависимы и нелинейные, то СО плотности воспроизводят девять пар значений измеряемых параметров (сочетание трех значений плотности с тремя значениями толщины стенки колонны).

Градуировка аппаратуры осуществляется по результатам измерений, выполненных в девяти точках контроля в сочетании трех толщин и трех плотностей однородного вещества в затрубном пространстве для каждого номинального диаметра колонны. Градуировочная характеристика канала интегрального плотномера строится в виде нелинейной функции двух переменных – зависимость плотности от выходного сигнала плотномера и толщины стенки колонны, измеренной каналом толщиномера. Для селективных каналов плотномера ГХ не строятся.

Методической особенностью градуировки аппаратуры СГДТ-НВ является использование ГХ канала толщиномера в виде нелинейной функции одной переменной, а канала интегрального плотномера в виде функции двух переменных. Следует учитывать, что корректирующая функция для плотномера разная для разных интервалов плотности вещества в затрубном пространстве, а для канала толщиномера строятся три ГХ для трех разных значений плотности заколонного вещества [11].

Градуировочная характеристика для канала толщиномера в общем виде представляет собой функцию, выраженную полиномом второй степени

$$h = A + B \cdot \alpha + C \cdot \alpha^2$$

где $\alpha = \bar{N}_m / \bar{N}_{mv}$ – отношение выходного сигнала по малому зонду к его показаниям в воде; A , B и C – коэффициенты; h – толщина стенки обсадной колонны.

При градуировке канала интегрального плотномера аппаратуры СГДТ-НВ с использованием СО плотности вещества в затрубном пространстве целесообразно строить ГХ в виде нелинейной зависимости плотности σ от относительного выходного сигнала α и толщины стенки колонны h :

$$\sigma = D + E \cdot (\alpha + K) + F \cdot (\alpha + K)^2$$

где D , E , и F – коэффициенты полинома второй степени; K – корректирующая функция по толщине в виде нелинейной зависимости относительного выходного сигнала интегрального плотномера от толщины стенки колонны:

$$K = \alpha_n - (G + M \cdot h + N \cdot h^2)$$

где α_n - относительный выходной сигнал плотномера при номинальной толщине стенки колонны (например, толщина 7.7 мм для колонны диаметром 146 мм); G , M и N – коэффициенты корректирующего полинома.

ГХ аппаратуры СГДТ-НВ – всегда индивидуальная.

Измерения в СО толщины стенки труб и плотности вещества в затрубном пространстве выполняются в следующей последовательности.

Сначала погружают зонд в емкость с питьевой водой, не менее пяти раз выполняют измерения частоты следования импульсов (скоростей счета в Имп/мин) по малому (толщиномер) и большому (плотномер) зондам и определяют средние значения $\bar{N}_{мв}$ и $\bar{N}_{бв}$.

Зонд СГДТ (или ЦМ) погружают поочередно в каждую из трех моделей из комплекта СО–ПТ напротив каждого из образцов толщины стенки трубы.

Сведения об эталонных значениях плотности $\sigma_{эi}$ и толщины $h_{эi}$ СО должны быть заранее известны. Их значения, указанные сертификате об их калибровке, должны быть заранее внесены в настройки обрабатывающей программы.

В каждой из 9-ти точек контроля выполняют пятикратные измерения частоты следования импульсов по малому зонду и по 6 каналам большого зонда. Определяют их средние значения и заносят в табл. 8 для малого и большого зондов [8].

Таблица 8

Отношение значений толщины стенки и плотности к частоте следования импульсов

Толщина стенки	6,0 мм	8,0 мм	10,0 мм
Плотность 1000 кг/м ³	$\bar{N}_{м1м1n}; \bar{N}_{б1м1n}$	$\bar{N}_{м1м2n}; \bar{N}_{б1м2n}$	$\bar{N}_{м1м3n}; \bar{N}_{б1м3n}$
Плотность 1650 кг/м ³	$\bar{N}_{м2м1n}; \bar{N}_{б2м1n}$	$\bar{N}_{м2м2n}; \bar{N}_{б2м2n}$	$\bar{N}_{м3м3n}; \bar{N}_{б3м3n}$
Плотность 2050 кг/м ³	$\bar{N}_{м2м1n}; \bar{N}_{б2м1n}$	$\bar{N}_{м2м2n}; \bar{N}_{б2м2n}$	$\bar{N}_{м3м3n}; \bar{N}_{б3м3n}$

В каждой из точек контроля определяют отношение сигнала по малому зонду в моделях пластов к сигналу по малому зонду в воде и отношение сигнала по большому зонду в моделях пластов к сигналу по большому зонду в воде

$$\alpha_{M1m1n} = \frac{\bar{N}_{M1m1n}}{\bar{N}_{MB}}; \alpha_{61m1n} = \frac{\bar{N}_{61m1n}}{\bar{N}_{6B}}$$

и так далее и полученные значения заносят в табл. 9.

Таблица 9

Отношение значений толщины стенки и плотности к выходному сигналу
плотномера

Толщина стенки, мм	6,0 мм	8,0 мм	10,0 мм
Плотность 1 г/см ³	$\alpha_{M1m1n}; \alpha_{61m1n}$	$\alpha_{M1m2n}; \alpha_{61m2n}$	$\alpha_{M1m3n}; \alpha_{61m3n}$
Плотность 1,6 г/см ³	$\alpha_{M2m1n}; \alpha_{62m1n}$	$\alpha_{M2m2n}; \alpha_{62m2n}$	$\alpha_{M3m3n}; \alpha_{63m3n}$
Плотность 2 г/см ³	$\alpha_{M2m1n}; \alpha_{62m1n}$	$\alpha_{M2m2n}; \alpha_{62m2n}$	$\alpha_{M3m3n}; \alpha_{63m3n}$

Калибровка

Калибровку аппаратуры СГДТ-НВ производят одновременно по каналам толщины стенки труб и плотности вещества в затрубном пространстве только в колоннах одного диаметра или 146 мм, или 168 мм, или 178 мм. Считается, что если остались в допускаемых пределах ГХ, построенные для одного номинального диаметра колонны, то для других диаметров эти ГХ будут также стабильны [11].

В качестве исходных эталонов при калибровке используются те же модели скважин, содержащие стальную колонну заданной толщины, расположенную в однородной среде заданной плотности, которые использовались при градуировке.

Оценки абсолютной погрешности Δ_{oi} измерений толщины в каждой *i*-й точке контроля при каждом значении плотности определяют по формулам:

$$\begin{aligned} \tilde{\Delta}_{OM11} &= h_{11} - h_{э1}; \tilde{\Delta}_{OM12} = h_{12} - h_{э1}; \tilde{\Delta}_{OM13} = h_{13} - h_{э1} \\ \tilde{\Delta}_{OM21} &= h_{21} - h_{э2}; \tilde{\Delta}_{OM22} = h_{22} - h_{э2}; \tilde{\Delta}_{OM23} = h_{23} - h_{э2} \\ \tilde{\Delta}_{OM31} &= h_{31} - h_{э3}; \tilde{\Delta}_{OM32} = h_{32} - h_{э3}; \tilde{\Delta}_{OM33} = h_{33} - h_{э3} \end{aligned}$$

Оценки абсолютной погрешности Δ_{oi} измерений плотности в каждой i -й точке контроля при каждом из трех значений толщины определяют по формулам

$$\begin{aligned}\tilde{\Delta}_{om11} &= \sigma_{11} - \sigma_{э1}; \quad \tilde{\Delta}_{om12} = \sigma_{12} - \sigma_{э1}; \quad \tilde{\Delta}_{om13} = \sigma_{13} - \sigma_{э1} \\ \tilde{\Delta}_{om21} &= \sigma_{21} - \sigma_{э2}; \quad \tilde{\Delta}_{om22} = \sigma_{22} - \sigma_{э2}; \quad \tilde{\Delta}_{om23} = \sigma_{23} - \sigma_{э2} \\ \tilde{\Delta}_{om31} &= \sigma_{31} - \sigma_{э3}; \quad \tilde{\Delta}_{om32} = \sigma_{32} - \sigma_{э3}; \quad \tilde{\Delta}_{om33} = \sigma_{33} - \sigma_{э3}\end{aligned}$$

Поверка

Комплект стандартных образцов плотности вещества в затрубном пространстве на поле эталонов подвергается метрологической аттестации методом косвенных измерений с использованием мерников и весов, заимствованных из государственных поверочных схем.

Поверка канала плотномера аппаратуры СГДТ-НВ и ЦМ-8-16 осуществляется методом прямых измерений толщины, воспроизводимой стандартными образцами плотности вещества в затрубном пространстве, при каждом фиксированном значении толщины стенки трубы.

Аппаратура СГДТ-НВ признается годной к применению по каналам толщины и плотности, если выполняются неравенства:

$$\begin{aligned}|\tilde{\Delta}_{omij}| &\leq |\tilde{\Delta}_{opm}| = 0.5 \text{ мм} \\ |\tilde{\Delta}_{обij}| &\leq |\tilde{\Delta}_{opб}| = 140 \text{ кг/м}^3.\end{aligned}$$

Градуировка и калибровка измерителей глубины скважин

Глубина пробуренных нефтегазовых и других скважин определяется различными способами как в процессе их бурения, так и в процессе ГИС в открытом стволе и в зацементированных колоннах нефтегазовых скважин [8].

В качестве средств измерений глубины применяются следующие:

- колонна бурильных труб, длина каждой из которых известна и определена заранее;
- измерители глубины, устанавливаемые на буровой лебедке;
- измерители длины колтюбинговых труб;
- геофизический кабель диаметром от 5 мм до 36 мм, размеченный на стационарной установке магнитными метками;

- размеченная магнитными метками стальная проволока, предназначенная для спуска и подъема автономных скважинных приборов;
- полевые средства измерений глубины скважин, устанавливаемые в каротажном подъемнике.

В процессе бурения скважины ее глубина определяется по колонне бурильных труб, каждая из которых заранее измерена рулеткой с пределами погрешности ± 2 мм.

При выполнении геофизических исследований и работ в скважинах в качестве измерителя длины применяется геофизический кабель и проволока, заранее размеченные магнитными метками.

Процедура разметки кабеля сводится к нанесению на него «штрихов» (невидимых магнитных меток) и является операцией периодической градуировки кабеля как средства измерений длины в нормальных условиях.

За нормальные условия разметки кабеля приняты следующие [3]:

- температура окружающего воздуха 20 ± 5 °С;
- плотность бурового раствора 1 г/см³;
- свободное раскручивание кабеля отсутствует (концы кабеля жестко закреплены на лебедке каротажного подъемника и на стационарной лебедке разметочной установки);
- натяжение воспроизводится ступенчато через каждые 500 м длины кабеля;
- скорость движения кабеля при разметке 3000 м/ч.

Дополнительные погрешности измерений глубины скважин размеченным геофизическим кабелем обусловлены реакцией кабеля на воздействие температуры жидкости или газа в скважине, выталкивающей силой жидкости в скважине, трением брони кабеля о стенку скважины, свободным раскручиванием кабеля (с одним закрепленным коном), отличием растягивающей нагрузки в скважине и при разметке.

Кроме того, при измерениях глубин залегания объектов в наклонно направленных скважинах возникают методические погрешности. Они обусловлены отклонением оси кабеля от оси скважины, так как свободно подвешенный кабель выбирает минимальное расстояние между точками касания стенки скважины. Это расстояние по кабелю всегда короче длины оси скважины.

При градуировке (разметке) кабеля метрологические операции, связанные с оцениванием погрешности штриховой меры длины и сравнением ее с нормированным значением погрешности, не выполняется.

В качестве нормальных условий разметки кабеля на установке УРС1010 (рис. 20) принято ступенчатое изменение натяжения через каждые 500 метров длины при температуре воздуха плюс $(20\pm 5)^\circ\text{C}$. Значения натяжения при разметке кабеля КГ1-55-130 приведены в таблице 10 [28].

Таблица 10

Значения натяжения при разметке кабеля КГ1-55-130

Интервал глубины, м	Плотность бурового раствора, г/см ³		
	1.0	1.5	2.0
0–500	150	100	100
500–1000	250	250	200
1000–1500	400	350	300
1500–2000	550	450	400
2000–2500	700	600	500
2500–3000	800	700	600
3000–3500	950	850	700
3500–4000	1100	950	800

В этих условиях оценки реальной погрешности воспроизведения расстояний между магнитными метками на кабеле не должны превышать нормированных пределов основной относительной погрешности $\pm 0,01\%$.

Двигаясь через установку, кабель проходит магнитную очистку входным управляемым размагничивающим дросселем, находящийся постоянно во включенном состоянии. После нажатия кнопки «Метка» на блоке управления на кабель наносится первая магнитная метка, которая перемещается к датчику меток измерительного блока. В момент считывания нанесенной метки датчиком меток вырабатывается управляющий сигнал на приостановку следующей метки [9]. После нанесения 10-й метки от блока микропроцессорного управления считыванием меток поступает сигнал в блок микропроцессорного управления размагничиванием, который выключает катушку выходного размагничивающего дросселя во время прохождения метки. Затем через вычисляемый интервал времени, зависящий от скорости движения кабеля, определяемой с помощью датчика скорости перемещения кабеля, катушка выходного размагничивающего дросселя

вновь включается. Таким образом, на кабеле остается каждая десятая метка. В момент, когда требуется нанесение дополнительной сигнальной метки, катушка выходного размагничивающего дросселя выключается на удвоенный период времени. Если требуется нанесение двух дополнительных сигнальных меток, то катушка выходного размагничивающего дросселя выключается на утроенный период времени, а затем вновь включается. Пульт управления индицирует текущие значения длины кабеля в метрах и скорость его перемещения в км/ч. Нажатие кнопки «Сброс» на пульте управления возвращает электронные блоки установки в исходное стартовое состояние.

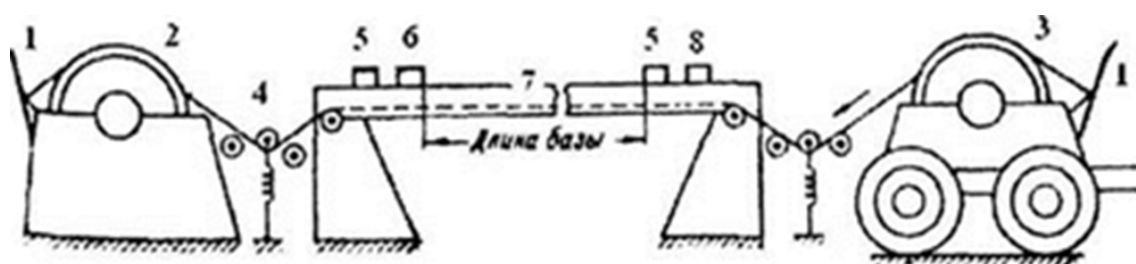


Рис. 20. общая схема установки автоматизированной разметки геофизического кабеля. 1 - тормоз; 2 и 3 - стационарная и подвижная лебедки; 4 - датчик силоизмерительный; 5 - импульсный электромагнит; 6 - датчик меток; 7 - кабель; 8 - дроссель снятия магнитных меток

Методы геофизического контроля Дебитометрия и расходомерия (потокосметрия)

Потокосметрия - измерение потоков нефти, воды, газа и их смеси в пористой среде пластов и в скважинах. Многофазные потоки, образованные смесью этих веществ, характеризуются объёмными или массовыми соотношениями - концентрациями фаз и компонентов [2, 29].

Дебитометры и расходомеры делятся на механические и термокондуктивные, по способу регистрации — автономные (регистрация сигналов осуществляется внутри прибора) и дистанционные (сигналы для регистрации передаются по линии связи на поверхность), по условиям измерений — на пакерные и беспакерные.

В свою очередь дебитометры измеряют приток газа, нефти, воды, в добывающей скважине, а расходомеры определяют количество поступившей в пласт воды с помощью нагнетательной скважины.

Механические дебитомеры(расходомеры)

В механических дистанционных дебитомерах и расходомерах обычно используются преобразователи скорости потока жидкости. Чувствительным элементом (рис. 21, 22(8)) механических расходомеров является многолопастная турбинка, обороты вращения которой преобразуются в регистрируемый электрический сигнал (герконом либо индукционным датчиком).

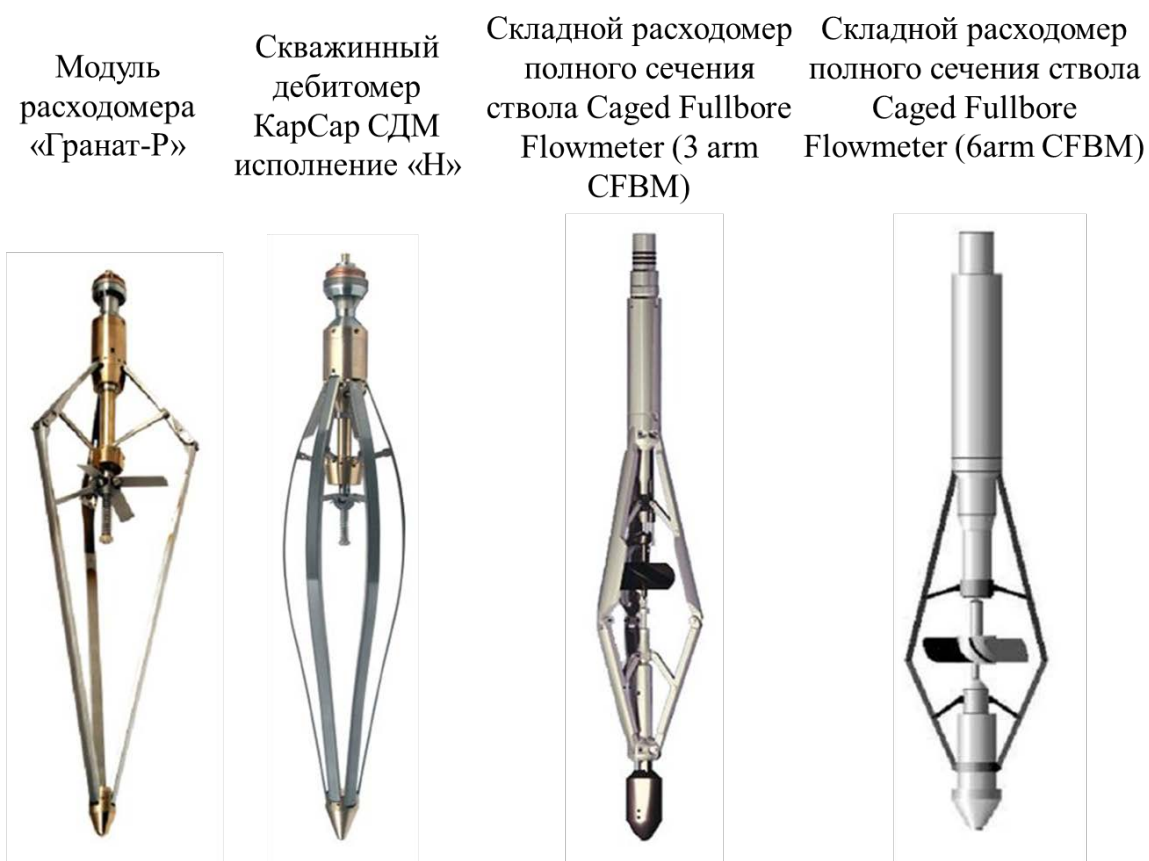


Рис.21 Внешний вид турбинных беспакерных преобразователей дебита (расхода) [30; 31]

На роторе турбинки укреплен кольцевой магнит, взаимодействующий с магнитной стрелкой. Вторая колеблется вокруг оси. Один оборот кольцевого магнита вызывает одно полное колебание стрелки между упором и неподвижным контактом, в результате чего замыкается и размыкается токовая цепь. Для увеличения времени, в течение которого электрическая цепь замкнута, служит дополнительный магнит. При замыкании цепи в линию связи поступает электрический импульс тока. Скорость вращения турбинки пропорциональна величине измеряемого дебита жидкости или газа. Следовательно, чем выше дебит, тем больше импульсов в единицу времени поступит в измерительный канал. Контактный магнитный прерыватель тока

обеспечивает стабильную работу прибора при скорости вращения турбинки до 3000 об/мин. Частота импульсов, поступающих по линии связи на поверхность, преобразуется блоком частотомера в пропорциональную ей величину напряжения, которая фиксируется регистрирующим прибором [32].

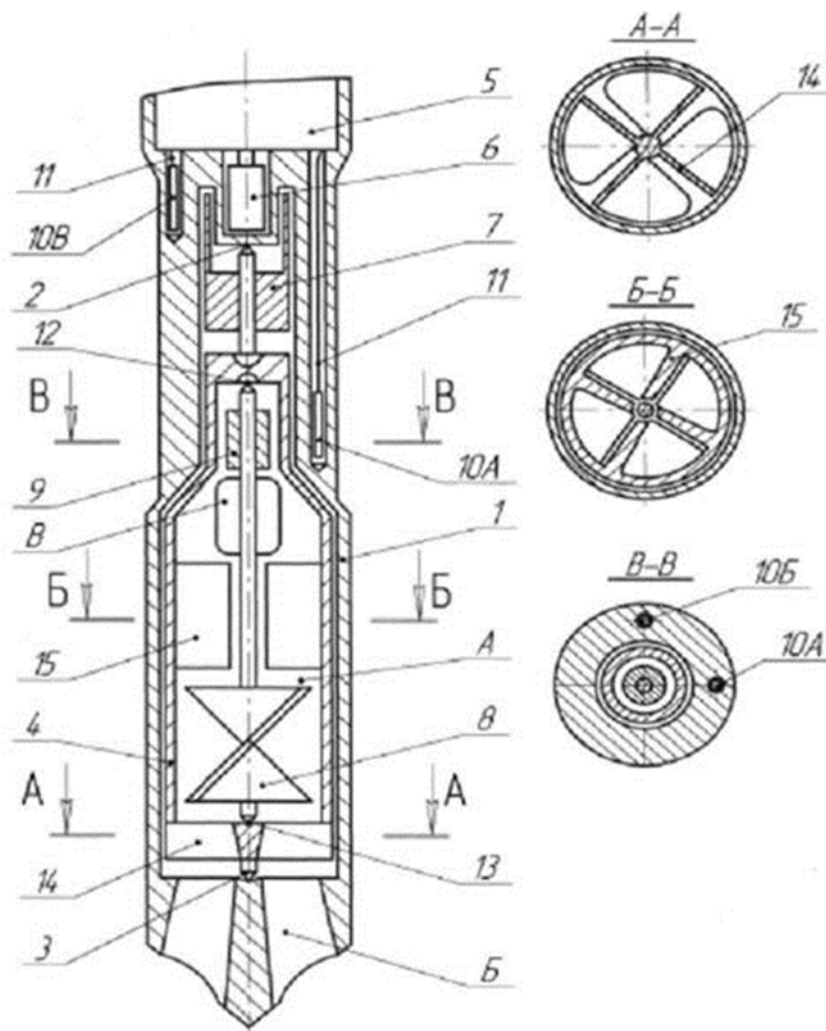


Рис. 22. Турбинный пакерный преобразователь дебита (расхода), 1 – корпус; 2, 3, 12, 13 – опоры; 4 – обойма; 5 – э/д с редуктором; 6, 7 – магниты полумуфты; 8 – турбинка; 9 – постоянный магнит; 10А, 10Б, 10В – герконы; 11 – провода; 14, 15 – направляющие решетки

Измерения выполняют в обсаженных перфорированных и неперфорированных скважинах. Ограничения метода заключаются в недостаточной чувствительности датчиков в области малых скоростей потока, зависимости пороговой чувствительности от условий проведения измерений, влиянии на результаты измерений механических примесей,

снижении точности измерений при многофазном притоке и многокомпонентном заполнении ствола [29]. Существуют также ограничения по проходимости прибора в скважине из-за наличия пакера или других сужений.

Механическую расходомерию комплексировать с термокондуктивной и другими методами изучения приток-состава.

Дебитограмма (расходограмма) представляет собой зависимость показаний дебитомера (расходомера) в импульсах в минуту от глубины. На дебитограммах, записанных с помощью механических дебитомеров и расходомеров, работающие и принимающие интервалы выделяются по увеличению числа импульсов, прямо пропорциональных скорости потока жидкости.

Отличительной особенностью пакерного расходомера является наличие пакерного устройства, управляемого или неуправляемого, обеспечивающего перекрытие пространства между прибором и стенками скважины. При этом весь поток жидкости направляется на турбину расходомера, а скорость потока в приборе увеличивается в соответствии с соотношением $\frac{V_1}{V_2} = \frac{S_1}{S_2}$, где $S_1 = \pi R^2$ – площадь сечения скважины; S_2 – проходное сечение прибора; V_1 – средняя скорость потока в скважине; V_2 – скорость потока в зоне турбинки.

Реальный датчик скорости потока имеет ограничение по скорости потока как снизу V_1 , так и сверху V_2 . Нижний порог V_1 – называется «порог страгивания» и возникает за счет трения в подшипниках оси турбинки. Кроме того, дополнительный тормозящий эффект возникает при нарушении статической балансировки турбинки, особенно заметный в наклонных и горизонтальных скважинах. Верхняя граница рабочего диапазона V_2 определяется началом искажения линейной зависимости за счет эффекта «проскальзывания» жидкости мимо турбинки. Если известны значения V_1 , V_2 и диаметр трубы, легко определить нижний и верхний порог рабочих расходов для конкретного расходомера из соотношения $Q = V \cdot S$, где $S = \frac{1}{4} \pi D^2$ – площадь внутреннего сечения трубы.

Методика проведения исследований скважин механическими дебитомерами и расходомерами заключается в следующем. Прибор опускается в скважину до кровли верхнего перфорированного пласта и при открытом пакере или центраторе производятся периодические отсчеты и запись показаний. При этом регистрируются показания калибратора, нулевые

линии и показания суммарного дебита. Затем при закрытом пакере прибор опускается на забой. При подъеме прибора с прикрытым пакером со скоростью 60—80 м/ч записывается непрерывная диаграмма до воронки насосно-компрессорной трубы (НКТ). По данным полученной непрерывной дебитограммы намечают положения точечных измерений дебита. На участках кривой с резкими изменениями дебита, расстояния между точками наблюдения выбирают через 0,4 м, на участках с малыми изменениями дебита — через 1—2 м. Измерения на точках выполняют с полностью открытым пакером в течение 1 мин и не менее трех раз. Полученные показания суммируются, осредняются и приводятся к единице времени. При перемещении прибора на другую точку пакер прикрывают.

Механические дебитомеры и расходомеры позволяют:

1. определять общий дебит или расход жидкости по пластам;
2. получать профиль притока и приемистости жидкости по мощности перфорированного пласта в эксплуатационных и нагнетательных скважинах;
3. осуществлять контроль за техническим состоянием скважин;
4. определять перетоки между перфорированными пластами после остановки скважины.

Преимущество механических дебитомеров — их малая чувствительность к составу протекающего флюида. Недостатком механических расходомеров является их низкая пороговая чувствительность, поэтому часто подошва работающего интервала отбивается выше нижней границы перфорированного участка, а малые притоки или поглощения жидкости могут оказаться незафиксированными. В связи с этим интерпретация механических профилограмм должна осуществляться в комплексе с терморасходограммами и кривыми высокочувствительной термометрии. А так же непригодность для изучения потоков загрязненных жидкостей.

Термокондуктивные дебитомеры (расходомеры)

В скважинной геофизике наиболее широкое распространение получил термокондуктивный индикатор притока (СТИ) с косвенным подогревом.

Чувствительным элементом термокондуктивных расходомеров является датчик — резистор (рис. 23), нагреваемый электрическим током до температуры, превышающей температуру среды. Набегающий поток флюида охлаждает датчик, изменяя его активное сопротивление. Непрерывная кривая

терморасходомерии представляет собой изменение этого сопротивления. Характеристика преобразования термоанемометра нелинейная, поэтому его чувствительность падает с увеличением скорости потока [33].

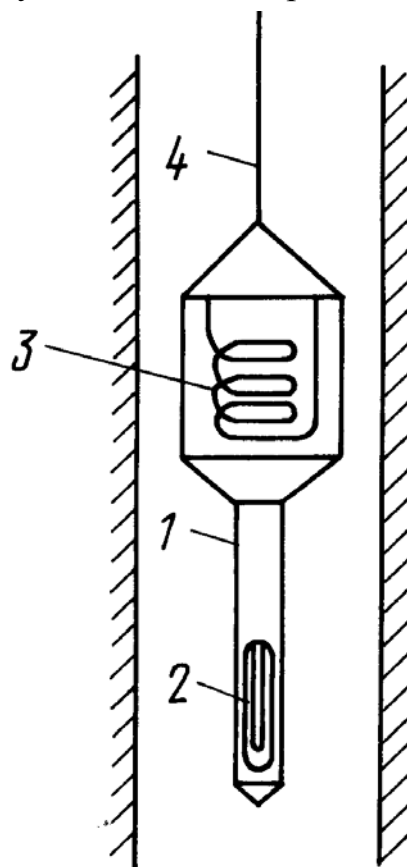


Рис. 23. Термокондуктивный преобразователь расхода. 1 – корпус; 2 – датчик температуры (терморезистор); 3 – нагреватель (катушка индуктивности); 4 – каротажный кабель.

Измеряемая величина – электрическое сопротивление (или перепад температур).

Конструкция датчика включает электрический нагреватель (термостабильный резистор) и датчик температуры, смонтированные в едином корпусе. Подогрев датчика производится постоянным током, что обеспечивает перегрев всего датчика на 20 – 40 °С относительно температуры окружающей среды.

Поскольку мощность тепловыделения и эффективная площадь теплообмена остаются практически неизменными, то перегрев напрямую зависит от коэффициента теплообмена α , который, в свою очередь, зависит от теплофизических свойств окружающей среды и скорости и направления омывающего потока.

Типичная диаграмма перегрева датчика СТИ, в зависимости от скорости потока и состава окружающего флюида, построенная по результатам калибровки промышленного датчика скважинной аппаратуры, приведена на рис. 24.

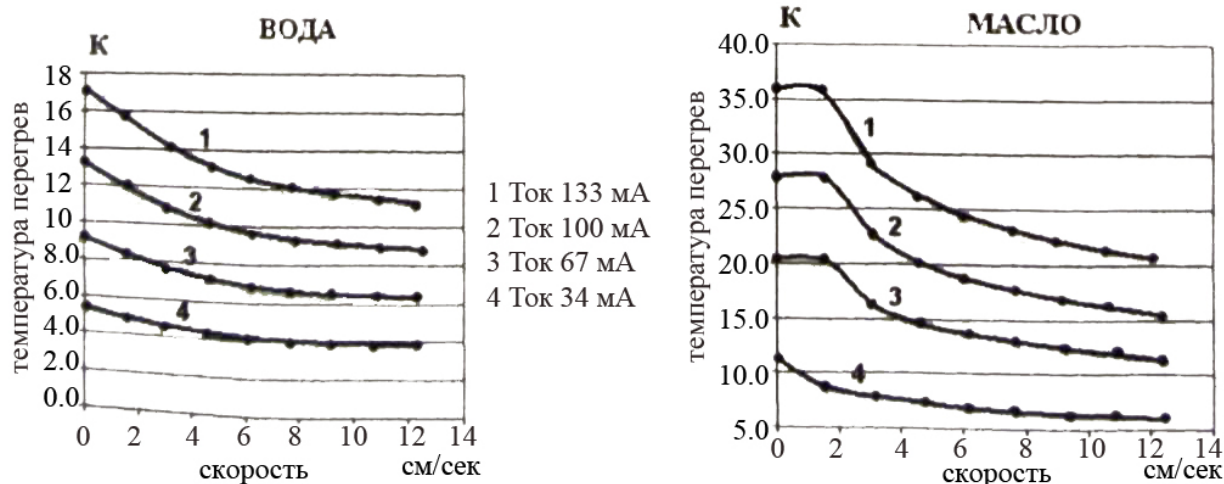


Рис. 24. Перегрев датчика СТИ в зависимости от скорости потока в воде и масле при различном токе

Как видим, перегрев датчика в масле значительно выше, чем в воде, при одинаковой скорости потока и мощности тепловыделения. Причем при малых скоростях потока и значительной мощности тепловыделения в масле возникает интенсивная естественная тепловая конвекция вокруг перегретого датчика, что резко искажает функцию преобразования датчика в области малых скоростей потока и снижает его разрешающую способность. Для устранения (снижения) этого эффекта необходимо экспериментально определить оптимальный ток питания датчика.

Диапазон рабочих скоростей для большинства датчиков СТИ лежит в пределах от 0,2 до 6 см/с, что соответствует расходам от 2 до 60 м³/сут в эксплуатационной колонне диаметром 146 мм.

Зависимость выходного сигнала датчика СТИ от состава исключает возможность количественных измерений в условиях двухфазного потока. Для повышения однозначности интерпретации диаграмм СТИ необходимо комплексирование с методами состава.

Так же реальные значения метрологических параметров скважинного расходомера в условиях эксплуатации могут существенно отличаться от паспортных значений по следующим причинам:

- загрязнение турбинки или подшипников приводит к значительному повышению порога страгивания;
- механический износ подшипника и искривление оси турбинки приводит к возникновению дисбаланса и повышению порога страгивания;
- загрязнение, износ, искажение геометрии турбинки существенно снижает верхний диапазон регистрируемых скоростей и расходов;
- различие плотности или вязкости скважинного флюида относительно характеристик технической воды, на которой проводится градуировка расходомера, существенно меняет метрологические параметры прибора;
- отклонение оси прибора от вертикального положения приводит к возникновению дополнительного тормозящего момента на оси турбинки и искажает его метрологические характеристики;
- отклонение оси скважины от вертикали в условиях двух- или трехфазного потока вызывает существенное искажение профиля скоростей по сечению потока и затрудняет возможность количественных измерений беспакерными расходомерами.

Результаты измерений термокондуктивного расходомера позволяют выделять места притока и приемистости, выявлять места негерметичности обсадной колонны и наличие перетоков между перфорированными пластами в остановленных скважинах. Количественная оценка расхода (дебита) возможна только при исследовании скважин с однофазным потоком. В случае двухфазного потока (водонефтяная смесь) интерпретация терморасходограммы усложняется.

Высокочувствительная термометрия

Температура – энергетический параметр системы, следовательно любое изменение системы из-за режима работы скважины, уменьшения или увеличения давления, промывки, нарушения целостности колонны приводит к изменению температуры [34].

Процесс переноса тепла характеризуется коэффициентом теплопроводности χ . Рассмотрим две параллельные плоскости, находящиеся на расстоянии Δx (рис. 25). Температура каждой из плоскостей одна и та же в любой точке. Экспериментально установлено, что через любую площадку

ΔS , ориентированную перпендикулярно оси x , протекает количество тепла ΔQ , определяющееся законом теплопроводности Фурье [35]:

$$\Delta Q = -\lambda \frac{\Delta T}{\Delta x} \Delta S \Delta t;$$

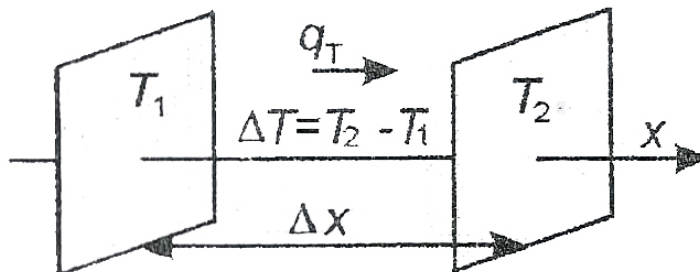


Рис. 25. Схема теплового потока

Эта формула позволяет установить физический смысл коэффициента теплопроводности и единицы его измерения Вт/(м·К). Если ввести понятие теплового потока q_T , равного по величине количеству тепла, пронизывающего единичную площадку, ориентированную перпендикулярно оси x , за единицу времени, то вместо $\Delta Q = -\lambda \frac{\Delta T}{\Delta x} \Delta S \Delta t$; получим:

$$q_T = \frac{\Delta Q}{\Delta S \Delta t} = -\lambda \frac{\Delta T}{\Delta x}.$$

Таким образом, величина теплового потока пропорциональна градиенту температуры $\Gamma = \Delta T / \Delta x$, а коэффициент пропорциональности λ и есть коэффициент теплопроводности.

Региональное тепловое поле возникает в толще горных пород, если теплопередача происходит исключительно путем теплопроводности, началась достаточно давно и стационарные источники тепла располагаются на большом удалении от глубин, на которых возможно непосредственное измерение температуры.

Локальные тепловые поля, проявляются в виде положительных и отрицательных аномалий, возникающих в скважинах, разрезы которых содержат соли, угли, сульфидные руды, коллекторы воды, нефти и газа, а также образующиеся под влиянием техногенных факторов.

Стационарное тепловое поле.

Стационарное тепловое поле в недрах и скважине обусловлено тепловым потоком из недр Земли к поверхности. Тепловой поток испытывает региональные вариации. Наличие пластов с выделением или поглощением

тепла приводит к изменению величины теплового потока. Наличие структур с отличающимися тепловыми свойствами приводит к фокусировке и дефокусировке теплового потока. В пределах нефтяных месторождений величина теплового потока меняется слабо и принимается обычно постоянной [36].

Наличие теплового потока из недр Земли приводит к росту температуры с глубиной. Наклон температурной кривой к оси глубин меняется при переходе от пласта к пласту с различными теплофизическими свойствами (рис. 26).

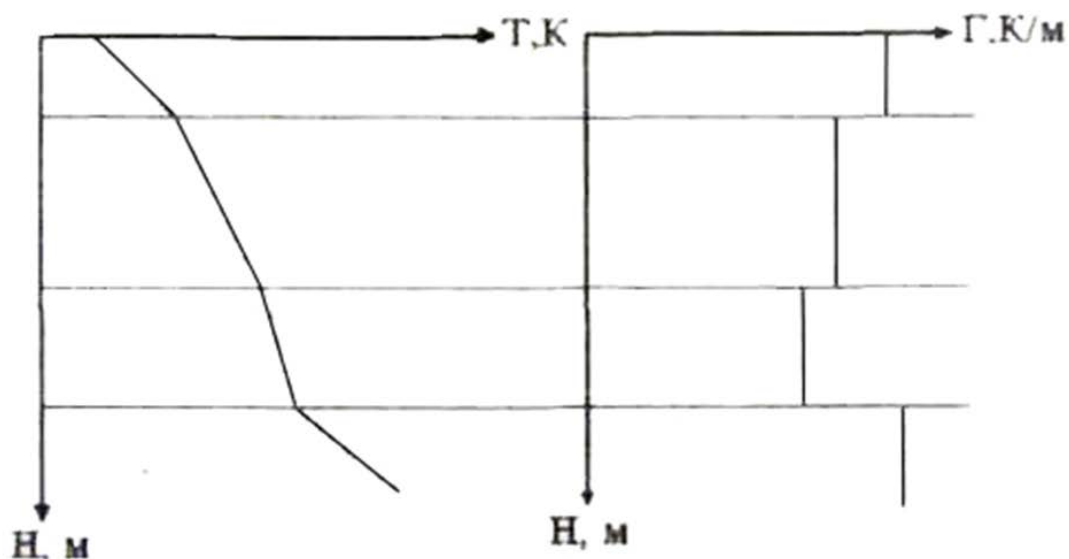


Рис. 26 Распределение температуры (T) и градиента температуры (Γ) в длительно простаивающих скважинах

Градиент температуры, определяемый как отношение изменения температуры ΔT к разности глубин ΔZ , на которых наблюдается это изменение в пределах мощных литологически однородных пластов, остается неизменным с глубиной

$$\Gamma = \Delta T / \Delta Z$$

В газах коэффициент теплопроводности зависит от температуры и давления, причем с их ростом χ возрастает. Для газовых смесей χ может быть как больше, так и меньше теплопроводности компонентов смеси. У жидкостей теплопроводность убывает с ростом температуры и слабо возрастает с ростом давления. В полупроводниках, к которым относятся осадочные горные породы, явление переноса тепла сложнее, чем в металлах и диэлектриках, так как для них существенно влияние примесей, процессов диффузии и т.д. Влияние давления на теплопроводность твердых тел с

хорошей точностью выражается линейной зависимостью, причем у многих минералов (и металлов) теплопроводность повышается с ростом давления.

Влияние скважины на градиент температуры в мощных однородных пластах пренебрежимо мало. Влияние скважины наблюдается вблизи границы пластов в пределах 4-5 диаметров скважины (рис.27). Считают, что границе пласта соответствует максимум наклона кривой градиента температуры к оси глубин [37].



Рис. 27. Влияние скважины на распределение естественной температуры и градиента

Наиболее мощным искажающим фактором является естественная тепловая конвекция. Она возникает при градиентах, больших критического значения 0.001-0.01 К/м. Можно считать, что при понижении температуры с глубиной вклад естественной тепловой конвекции пренебрежимо мал.

Квазистационарное тепловое поле

Квазистационарные температурные поля в добывающих скважинах обусловлены конвективным теплопереносом и сопутствующим теплообменом между жидкостью и породами, баротермическим эффектом, калориметрическим эффектом. Время работы скважины должно составлять более 10 часов.

Квазистационарные тепловые поля формируются на фоне естественного распределения температуры и являются аддитивной добавкой к стационарному тепловому полю Земли.

Конвективный перенос тепла обусловлен потоком жидкости в стволе скважины, в заколонном пространстве вне перфорированных интервалов и в пласте. Теплообмен потока жидкости с окружающим массивом горных пород приводит к выравниванию их температур. Однако полного выравнивания температур никогда не происходит, так как конвективный теплоперенос гораздо мощнее теплообмена. Относительный вклад теплообмена возрастает с уменьшением скорости потока.

Нестационарные (переходные) тепловые поля.

Переходные температурные поля обусловлены теми же процессами, что и квазистационарные тепловые поля. Однако в условиях пуска, остановки или вменения режима работы скважины температурные поля изменяются настолько быстро, что даже в процессе одного замера происходят изменения температуры, значительно превышающие разрешающую способность термометра.

«Временной эффект записи» термограмм заключается в появлении ложных аномалий температуры, обусловленных сильным изменением температуры во времени в процессе одного замера [34].

Например, пусть температура в интервале исследований по всей глубине изменяется во времени со скоростью W так, что градиент температуры Γ остается постоянным. При движении термометра с постоянной скоростью V будет зарегистрирована термограмма с постоянным градиентом Γ , отличным от истинного на величину $\Delta\Gamma$. Приращение градиента температуры, обусловленное «временным эффектом записи», $\Delta\Gamma$ пропорционально скорости изменения температуры W и обратно пропорционально скорости движения термометра V :

$$\Delta\Gamma = W/V$$

Из данной формулы видно, что вклад «временного эффекта записи» при возрастании скорости движения термометра стремится к нулю. Однако скорость движения прибора ограничена постоянной времени термометра.

Существующие способы записи дифференциальных термограмм неодинаково реагируют на аномалии «временного эффекта записи». На дифференциальных термограммах, полученных дифференцированием показаний одного датчика температуры, это явление приводит к изменению

градиента температуры. В то же время способ регистрации градиента температуры двухдатчиковым градиент-термометром практически свободен от влияния аномалий временного эффекта записи.

Калориметрический эффект

- Калориметрический эффект в скважинных условиях возникает в:
- Интервалах перфорации;
- Вблизи приема НКТ;
- В местах притока жидкости в скважину через нарушения обсадной колонны;
- В интервалах заколонной циркуляции.

Калориметрический эффект возникает при смешивании жидкостей, имеющих различную температуру, при этом температура более холодной жидкости повышается, а более нагретой - понижается. Если смешивается жидкость массы M_1 , имеющая теплоемкость C_1 и температуру T_1 , с жидкостью массы M_2 , имеющей теплоемкость C_2 и температуру T_2 , то температура смеси T вычисляется с использованием закона сохранения тепловой энергии

$$M_1 c_1 T_1 + M_2 c_2 T_2 = (M_1 c_1 + M_2 c_2) T$$

Калориметрический эффект может наблюдаться и в несмешивающихся жидкостях, если обеспечить каким-либо образом интенсивный теплообмен между компонентами. В противном случае температуры компонентов смеси будут различными. В скважинах калориметрический эффект наблюдается в интервалах перфорации, вблизи приема насосно-компрессорных труб (НКТ), в местах притока жидкости в скважину через нарушения обсадных колонн, в интервалах заколонной циркуляции (ЗКЦ) и т.д.

Дроссельный эффект

Дж. П. Джоулем и У. Томсоном (Кельвином) в 1852-1862 гг. экспериментально показано, что дросселирование газа приводит либо к понижению его температуры (положительный эффект Джоуля-Томсона, $\Delta T < 0$), либо к повышению (отрицательный эффект, $\Delta T > 0$). Жидкости в результате дросселирования нагреваются $\Delta T > 0$. Если работа внешних сил больше, чем работа газа (или жидкости), расширяющегося при дросселировании, то газ (или жидкость) нагревается. В противном случае газ охлаждается [2].

Причиной эффекта Джоуля-Томсона является взаимодействие между молекулами. Для идеального газа эффект Джоуля-Томсона равен нулю $\Delta T=0$, и дросселирование является изотермическим процессом [38].

Детальный молекулярный механизм эффекта Джоуля-Томсона является весьма сложным, поэтому теория эффекта базируется только на общих термодинамических соображениях. Экспериментально установлено, что величина эффекта Джоуля-Томсона $\Delta T = T_2 - T_1$ при малых перепадах давления пропорциональна величине перепада давления $\Delta P = P_2 - P_1$

$$\Delta T = -\varepsilon \Delta P,$$

где ε – дифференциальный коэффициент Джоуля-Томпсона.

Так как $\Delta P = P_2 - P_1$, то в формуле введен знак минус. Коэффициент пропорциональности ε называется дифференциальным коэффициентом Джоуля-Томсона, или просто коэффициентом Джоуля-Томсона. Можно показать, что

$$\varepsilon = \frac{V}{c_p} (1 - \alpha T) = \frac{V}{c_p} - \eta = \frac{1}{\rho c_p} - \eta,$$

где ε – дифференциальный коэффициент Джоуля-Томпсона; η – адиабатический коэффициент; α – коэффициент термического расширения газа или жидкости, K^{-1} ; $V = 1/\rho$ – удельный объем газа или жидкости, m^3/kg ; c_p – удельная теплоемкость газа или жидкости, вычисляемая при постоянном давлении, Дж/(К·кг); T – абсолютная температура, К;

Из этой формулы следует, что эффект Джоуля-Томсона определяется двумя процессами: переходом работы в теплоту и адиабатическим эффектом. Если преобладает адиабатический эффект, то эффект Джоуля-Томсона положительный $\varepsilon < 0$, в противном случае - отрицательный $\varepsilon > 0$. Величина коэффициента Джоуля-Томсона зависит только от свойств жидкости и не зависит от свойств пористой среды.

При дросселировании идеального газа эффект Джоуля-Томсона не наблюдается. При дросселировании реального газа в зависимости от абсолютной температуры эффект может быть как положительным, так и отрицательным. Температура, при которой коэффициент Джоуля-Томсона обращается в нуль $\varepsilon = 0$, называется температурой инверсии.

Из этой формулы следует, что эффект Джоуля-Томсона определяется двумя процессами: переходом работы в теплоту и адиабатическим эффектом. Если преобладает адиабатический эффект, то эффект Джоуля-Томсона положительный $\varepsilon < 0$, в противном случае - отрицательный $\varepsilon > 0$. Величина

коэффициента Джоуля-Томсона зависит только от свойств жидкости и не зависит от свойств пористой среды.

При дросселировании идеального газа эффект Джоуля-Томсона не наблюдается. При дросселировании реального газа в зависимости от абсолютной температуры эффект может быть как положительным, так и отрицательным. Температура, при которой коэффициент Джоуля-Томсона обращается в нуль $\epsilon = 0$, называется температурой инверсии.

Адиабатический эффект

Адиабатическим называется процесс, при котором термодинамическая система не получает теплоты извне и не отдает её. Таким образом, адиабатические процессы протекают в системах, окруженных теплоизолирующей (адиабатной) оболочкой. На практике адиабатическими считаются два следующих вида процессов: так называемые быстрые процессы, при которых за время их существования не происходит заметного теплообмена с окружающей средой, и процессы в больших по объему термодинамических системах (например, в атмосфере) [36].

При сжатии газа (жидкости) его температура обычно повышается, а при расширении - понижается. Явление изменения температуры, обусловленное изменением давления при адиабатическом процессе, называется адиабатическим эффектом. Величина адиабатического эффекта ΔT пропорциональна изменению давления ΔP :

$$\Delta T = \eta \cdot \Delta P$$

где η – адиабатический коэффициент.

Изменения давления ΔP в этой формуле предполагаются малыми. Коэффициент пропорциональности η называется адиабатическим. Можно показать, что величина адиабатического коэффициента вычисляется по формуле:

$$\eta = \frac{\alpha VT}{C_p},$$

где η – адиабатический коэффициент; α – коэффициент термического расширения газа или жидкости, K^{-1} ; C_p – удельная теплоемкость газа или жидкости, вычисляемая при постоянном давлении, Дж/(К·кг); T – абсолютная температура, К;

Значения адиабатического коэффициента определяются расчетным путем и экспериментально. Наиболее предпочтительны экспериментальные данные, которые, к сожалению, пока немногочисленны.

Влияние адиабатического эффекта в скважинах проявляется в условиях пуска и остановки, когда происходят заметные изменения давления со временем.

Основным чувствительным элементом, обеспечивающим возможность измерения температурного поля по стволу скважины в процессе перемещения прибора или на точке, являются термодатчики на основе р/п перехода (диодные) или терморезистивные датчики [2].

Основным требованием к таким датчикам является высокая разрешающая способность и долговременная стабильность его параметров. Кроме того, для снижения динамической погрешности измерения необходимо использовать датчики с минимальной тепловой инерцией. Конструкция термодатчика представлена на рис. 28 и состоит собственно из термочувствительного элемента, металлической охранной оболочки, предохраняющей чувствительный элемент от воздействия внешней среды и механических повреждений, электрического изолятора и термопасты для обеспечения гальванической развязки и теплового контакта чувствительного элемента с охранной оболочкой и внешней защиты в виде охранного фонаря корпуса прибора.

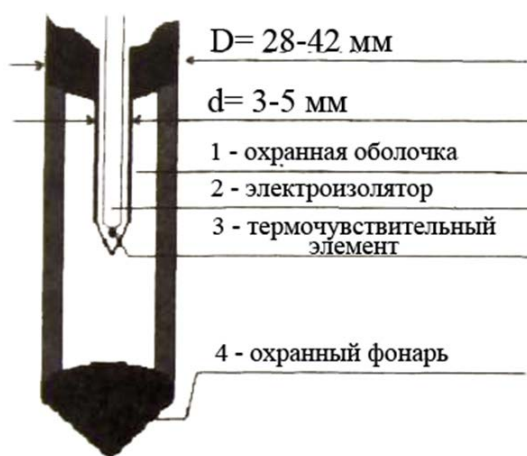


Рис. 28. Конструкция скважинного датчика температуры

Нередко в конструкции скважинной аппаратуры для снижения габаритных размеров прибора практикуется прием, когда несколько различных датчиков помещаются в единый фонарь, что существенно ухудшает эффективность теплообмена термодатчика с внешней средой и снижает качество регистрируемого материала [39].

Существует несколько основных причин искажения регистрируемого температурного поля при выполнении исследований:

1. Перегрев датчика температуры;

2. Динамическая погрешность.

Перегрев датчика температуры относительно температуры окружающей среды определяется мощностью тепловыделения на датчике и коэффициентом теплообмена с окружающей средой:

$$\Delta T = \frac{P}{a \cdot S}$$

где: P – мощность тепловыделения в датчике, Вт; a – коэффициент теплообмена; S – площадь внешней поверхности датчика, участвующая в процессе теплообмена, м².

В современной скважинной аппаратуре перегрев датчика, как правило, достаточно мал и проявляется только в неподвижном флюиде. Максимальное значение не превышает 0.1°K для жидкости и 0.3–0.5°K для газа. В потоке перегрев пренебрежимо мал и не отражается на качестве регистрируемого материала.

Динамическая погрешность проявляется как эффект запаздывания восприятия изменения температуры окружающей среды чувствительным элементом. Поскольку распределение температуры по стволу носит немонотонный характер и меняется во времени, в любой момент времени температура чувствительного элемента термодатчика не равна температуре среды. Максимально эффект динамической погрешности проявляется при мгновенном переносе датчика температуры из одной среды в другую, когда их температура существенно отличается [2].

Графически процесс установления теплового равновесия датчика со средой представлен на рис.29.

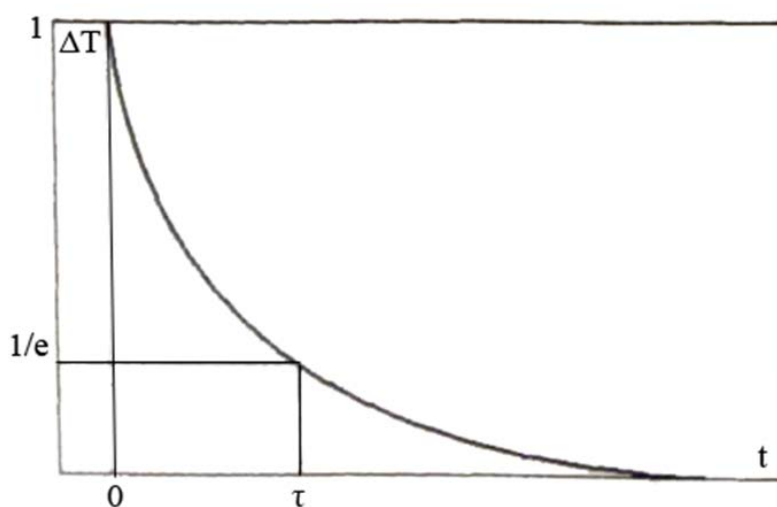


Рис. 29 Процесс установления теплового равновесия между датчиком и средой

Одна особенность, которую необходимо учитывать при термических исследованиях, связана с инерционностью термометра. В случае высоковязкой нефти, наличии грязи на стенках скважины или осадка в зумпфе инерционность прибора может меняться существенно, что, в свою очередь, сильно искажает температурную картину. С другой стороны, инерционность определяет скорость регистрации. В любом случае она ограничена. При быстроменяющихся переходных процессах в скважине немгновенность регистрации температуры по стволу, связанная с конечной скоростью движения прибора, также может приводить к искажению регистрируемых термограмм [40].

Скорость восприятия температуры определяется коэффициентом тепловой инерции датчика T , который зависит от конструктивных особенностей датчика и теплофизических свойств окружающей среды. Минимальная тепловая инерция наблюдается у миниатюрного датчика с минимальной теплоемкостью в воде, максимальная - у массивного датчика в газе.

Наиболее простой и надежный способ контроля чистоты датчика – оценка тепловой инерции по форме кривой температурной аномалии, регистрируемой на спуске и подъеме. Значительное расхождение в положении границы аномалии или искажение формы аномалии свидетельствует о загрязненности датчика (рис. 30). Более надежный способ – прямая оценка коэффициента тепловой инерции в скважинных условиях.

При выборе скорости регистрации следует иметь в виду, что коэффициент тепловой инерции датчика в составе скважинного прибора меняется в зависимости от состава, скорости и направления потока омывающей жидкости. В отдельных случаях снижение скорости протяжки прибора, рекомендуемое в руководствах по термометрии скважин для уменьшения погрешности регистрации, приводит к обратному эффекту. Резкое снижение относительной скорости движения флюида в зоне датчика меняет режим течения на ламинарный и приводит к возникновению обширных застойных зон в объеме охранного фонаря, резко снижая коэффициент теплообмена и повышая коэффициент тепловой инерции датчика [41].

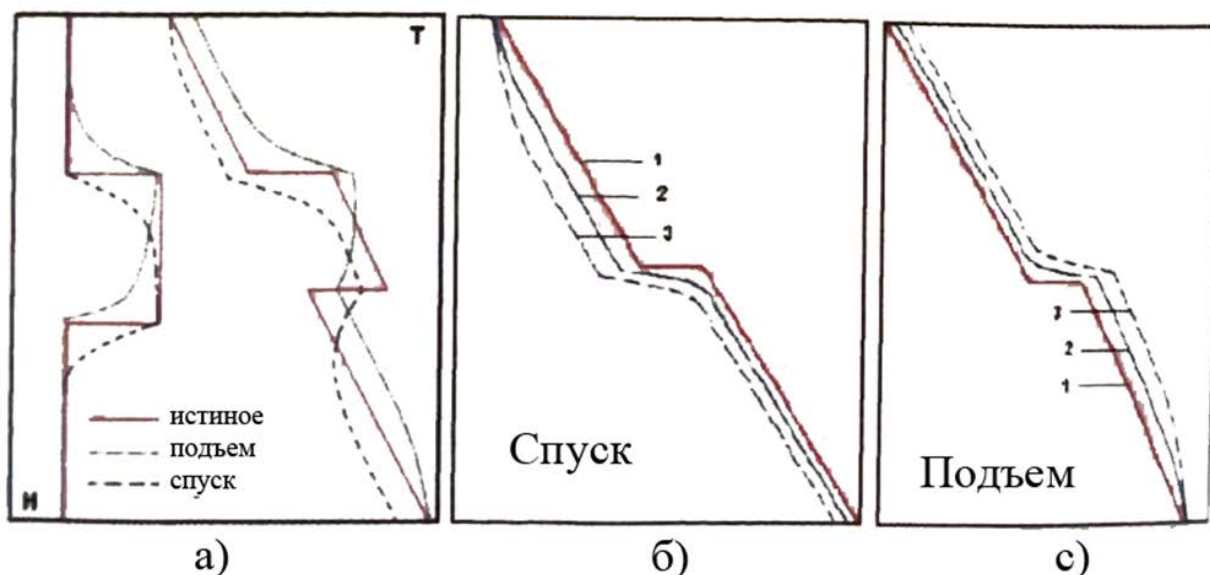


Рис. 30. Динамическая погрешность регистрации температурной аномалии на спуске и подъеме

Область применения метода: выделение работающих (отдающих и принимающих) интервалов пластов; выявление заколонных перетоков снизу и сверху; выявление внутриколонных перетоков между пластами; определение мест негерметичности обсадной колонны, НКТ и забоя скважины; определение мест нефте-, газо-, водопритоков; выявление обводненных пластов; определение динамического уровня жидкости и нефтеводораздела в межтрубном пространстве; контроль температурного режима работы и места расположения глубинного насоса; определение мест расположения мандрелей и низа НКТ; оценка расхода жидкости в скважине, косвенная оценка $P_{пл}$ и $P_{нас}$; определение $T_{заб}$ и $T_{пл}$; контроль за фактом и качеством перфорации колонны; контроль за гидроразрывом пласта.

Барометрия

Скважинная барометрия основана на измерении давления в точке или распределения давления по глубине при различных режимах работы скважины [2].

Решаемые задачи: определение гидродинамических параметров пластов; определение $P_{пл}$, $P_{заб}$ и $P_{нас}$; оценка плотности флюида в стволе скважины; определение глубины динамического уровня жидкости ВНР, ГНР и забоя скважины.

Скважинная барометрия основана на измерении давления в точке или распределения давления по глубине при различных режимах работы скважины. Давление в любой точке скважины определяется как мера силы, приходящаяся на единицу площади поверхности. Стандартной единицей измерения в системе СИ является паскаль ($\text{Па} = \text{Н}/\text{м}^2$), равный силе в один ньютон (Н), приложенной на один квадратный метр. В нефтяной отрасли широкое распространение получила единица измерения давления 1 атм – атмосфера.

Существует несколько видов давления:

1. Абсолютное;
2. Дифференциальное;
3. Избыточное;
4. Вакуумное.

Абсолютное давление – абсолютное значение силы, отнесенное к единице поверхности, разность между давлением в данной точке среды и давлением вакуума [42].

Дифференциальное давление (разность давлений) – разность между двумя абсолютными давлениями, при этом разность давлений может быть как положительной, так и отрицательной величиной.

Избыточное давление – частный случай дифференциального давления; одной из абсолютных величин, относительно которой измеряется давление, является местное атмосферное давление (для датчиков открытого типа) или атмосферное давление на момент производства датчика давления (закрытого типа).

Вакуумное давление (давление разрежения) – частный случай дифференциального давления; одной из абсолютных величин, относительно которой измеряется давление, является атмосферное давление, другой величиной является измеряемое давление, которое меньше атмосферного.

В традиционной скважинной геофизике, как правило, используется термин «абсолютное давление», определяемое как совокупное давление на заданной глубине, оказываемое столбом жидкости над датчиком и давлением газа на границе газ — жидкость.

Для измерения давления в аппаратуре в качестве основного типа датчика давления в промысловой геофизике используется тензодатчик (рис. 31).



Рис. 31. Упрощенный вид тензорезистивного чувствительного элемента. 1 – мембрана; 2 – клей; 3– сапфировая пластина; 4 – тензорезистор

Принцип действия тензопреобразователей основан на явлении тензоэффекта в материалах. Чувствительным элементом служит мембрана с тензорезисторами, соединенными в мостовую схему (рис. 27). Под действием внешнего давления P упругая мембрана прогибается, тензорезисторы меняют свое сопротивление, что приводит к разбалансу моста Уитстона. Разбаланс линейно зависит от степени деформации резисторов и, следовательно, от приложенного давления [43].

По результатам измерения распределения давления по глубине скважины при квазистационарном режиме можно оценить плотность флюида в интервале исследований из соотношения

$$\Delta P = \rho \cdot g \cdot \Delta h$$

где: ΔP - разность давления между точками x_1 и x_2 ; ρ – плотность флюида в стволе скважины; $g = 9.81 \text{ м/с}^2$ – ускорение свободного падения; Δh – разность высот между x_1 и x_2 .

Для измерения разности давления в 2 точках по глубине, как правило, используется метод последовательного измерения давления с применением одного и того же датчика, перемещаемого из положения 1 в положение 2. Существующие дифференциальные датчики давления весьма громоздки, не обеспечивают требуемых метрологических характеристик и не нашли широкого применения в промышленной геофизике.

Резистивиметрия

Резистивиметрия – измерение удельного электрического сопротивления бурового раствора и других жидкостей, заполняющих скважину [6].

Метод применяют для определения состава флюидов в стволе скважины, выявления в гидрофильной среде интервалов притоков воды (включая притоки слабой интенсивности), оценки солёности скапливаемой на забое воды, установления мест негерметичности колонны, разделения гидрофильного и гидрофобного типов водонефтяных эмульсий, а также капельной и точечной структур течения для гидрофильной смеси

В настоящее время выделяют два типа резистивиметрии:

1. Токовая;
2. Индукционная.

Токовая резистивиметрия

Токовая – основана на измерении удельной электропроводности жидкости смеси в стволе скважины с использованием градиент зонда малой длины.

Токовая резистивиметрия (одноэлектродная резистивиметрия на постоянном или переменном токе) (рис.32) используется лишь для установления типа движущейся в скважине смеси: гидрофильная или гидрофобная. Резкое различие удельных сопротивлений смесей этих двух типов позволяет проводить качественные измерения без тарировки прибора и определения истинных величин удельных сопротивлений [44].

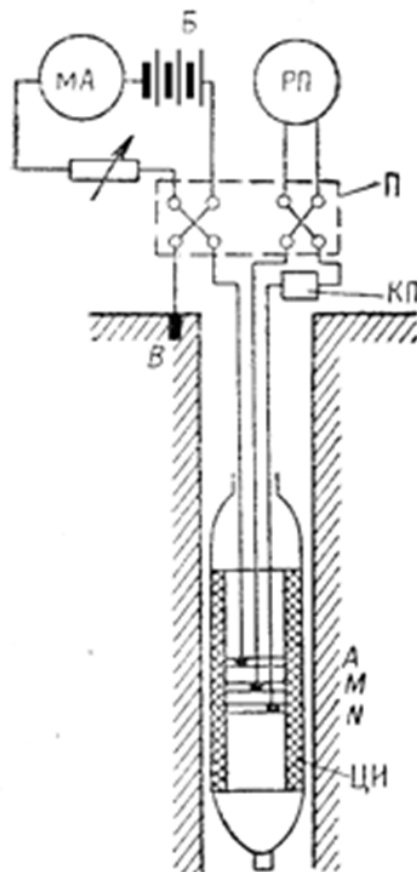


Рис. 32. Схематический вид прибора токовой резистивиметрии

К недостаткам таких датчиков следует отнести, прежде всего влияние контактных разностей потенциалов на границе «датчик – среда» и окисной либо нефтяной пленки на результат измерения проводимости среды, что существенно ограничило применение метода в современной отечественной аппаратуре.

Задачи решаемые токовой резистивиметрией:

- Используются для установления типа движущейся в скважине смеси (гидрофильная или гидрофобная).
- Резкое различие УЭС смесей позволяет производить качественные измерения.

Индукционная резистивиметрия

Индукционная – основана на измерении удельной электропроводности жидкой смеси в стволе скважины методом вихревых токов.

Индукционная резистивиметрия (ИР) основана на измерении удельной электрической проводимости жидкостной смеси в стволе скважины методом вихревых токов. Скважинный индукционный резистивиметр представляет

собой датчик проточно-погружного типа, состоящий из двух - возбуждающей и приемной - тороидальных катушек (рис. 33). Объемный виток индукционной связи образуется через жидкость, находящуюся вокруг датчика [45].

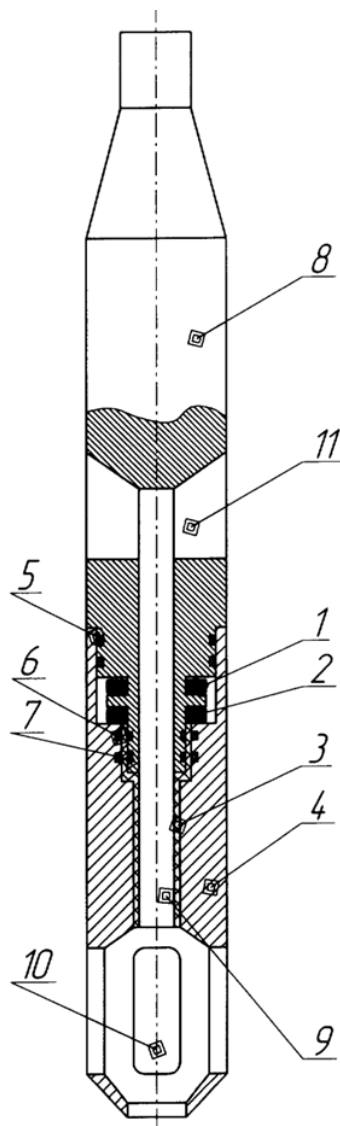


Рис. 33. Схематический вид прибора индукционной резистивиметрии РИС-42. 1 – генераторная катушка; 2 – измерительная катушка; 3 - диэлектрической втулки; 4 – корпус 5, 6, 7, 8 - уплотнительных элементов (герметизирующих резиновых колец); 9 – отверстие для свободно заполняющей жидкости; 10 – заборник; 11 - полость для выхода скважинной жидкости;

Задачи решаемые индукционной резистивиметрией:

- Определения местоположения ВНР в скважине;
- Установления структуры потока гидрофильной смеси с различным содержанием нефти;
- Выделения в гидрофильной среде мест поступления в колонну воды с различной степенью минерализации.

Основные признаки определения состава флюида по данным резистивиметра и влагомера:

- Нефть, вода, газ и их смеси в стволе скважины различаются по величине удельного электрического сопротивления и диэлектрической проницаемости.
- Гидрофильная смесь (нефть в воде) характерна низким сопротивлением, близким к сопротивлению чистой воды.
- Гидрофобная смесь (вода в нефти) имеет высокое сопротивление, близкое к сопротивлению нефти.
- Водонефтяной раздел в стволе скважины отмечается резким уменьшением показаний резистивиметра и резким изменением показаний влагомера.

Ограничения метода связаны с одновременным влиянием на показания индукционного резистивиметра водосодержания, минерализации воды, гидрофильного и гидрофобного типов водонефтяной смеси, температуры среды. Для гидрофобной смеси показания близки к нулевым значениям удельной электрической проводимости.

Основные недостатки метода - сильное влияние температурных полей на показания прибора и подверженность быстрому загрязнению центрального канала парафиносмолистыми отложениями.

Принцип работы индукционного резистивиметра заключается в следующем. В жидкости катушкой возбуждается переменное электромагнитное поле, другой катушкой измеряется наведенная ЭДС, величина которой зависит от геометрии катушек, их взаимного положения и электропроводности находящейся между ними жидкости. В этом скважинном приборе катушки выполнены в виде тороидов, расположенных соосно. Внутри катушек проходит измерительный канал, который через окна в кожухе прибора свободно заполняется жидкостью, находящейся в скважине. Первая катушка питается от генератора током большой частоты. Сигнал, пропорциональный проводимости жидкости в измерительном канале, снимается со второй катушки. Такая конструкция резистивиметра

требует наличия диэлектрического зазора между корпусом катушек и корпусом резистивиметра, который обычно не выдерживает перепада давлений снаружи и внутри прибора [46]. Кроме того, повышение давления в скважине выше 40 МПа приводит к необходимости компенсации внутреннего и внешнего давления, например, путем заполнения маслом, что оказывает влияние на точность измерения.

Диэлькометрическая влагометрия

Диэлькометрическая влагометрия основана на изучении относительной диэлектрической проницаемости флюидов в стволе скважины.

Существуют две разновидности глубинных влагомеров, имеющие различные методические возможности, – пакерные и беспакерные.

Метод чувствителен к содержанию в нефти воды любой минерализации. Наиболее благоприятные условия для выделения обводненных интервалов - начальная стадия обводнения продукции (первые проценты воды в нефти) [6].

Применяют для определения состава флюидов в стволе скважины, выявления интервалов притоков в скважину воды, нефти, газа и их смесей, установления мест негерметичности обсадной колонны и при благоприятных условиях – для определения обводненности (объемного содержания воды) продукции в нефтяной или газовой скважине.

Ограничения связаны с влиянием на показания влагометрии структуры многофазного потока (существенные погрешности при разделенных структурах – кольцевой, пробковой) и с экспоненциальной формой градуировочной зависимости датчиков. При объемных содержаниях воды в продукции свыше 40 – 60 % метод плохо реагирует на дальнейшие изменения влагосодержания. В наклонных скважинах при отсутствии центраторов и пакера датчик прибора реагирует на влагосодержание только у нижней стенки колонны.

Скважинные влагомеры представляют собой «LC» или «RC»-генераторы, в колебательный контур которых включен измерительный конденсатор проточного типа (рис. 34). Между обкладками конденсатора протекает водонефтяная, газоводяная или многокомпонентная смесь, изменяющая емкость датчика с последующим преобразованием изменения емкости в сигналы разной частоты [2].

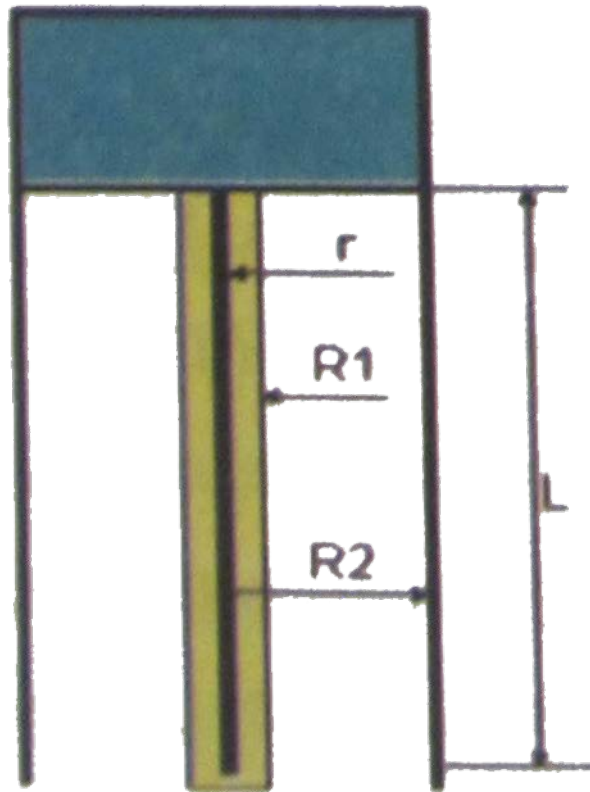


Рис. 34. Схема датчика диэлькометрического влагомера

Электрическая емкость такого конденсатора равна:

$$\frac{1}{C} = \frac{1}{C_1} + \frac{1}{C_2}$$

C_1 - постоянная величина, определяемая конструкцией датчика;

C_2 - переменная величина, зависящая от состава флюида в рабочем объеме датчика.

Для преобразования изменения величины электрической емкости такого конденсатора в электрический сигнал используется RC-генератор, частота генерации которого меняется в зависимости от диэлектрической проницаемости скважинной жидкости (рис. 35). Ожидаемый график изменения частоты от процентного содержания воды в рабочем объеме датчика приведен ниже. Максимальная чувствительность датчика влагомера (Влагометрия) наблюдается в диапазоне водосодержания от 0 до 60%. С увеличением содержания воды крутизна преобразования падает практически до 0. Это обстоятельство ограничивает область применения датчика малыми включениями влаги в нефтяной поток.

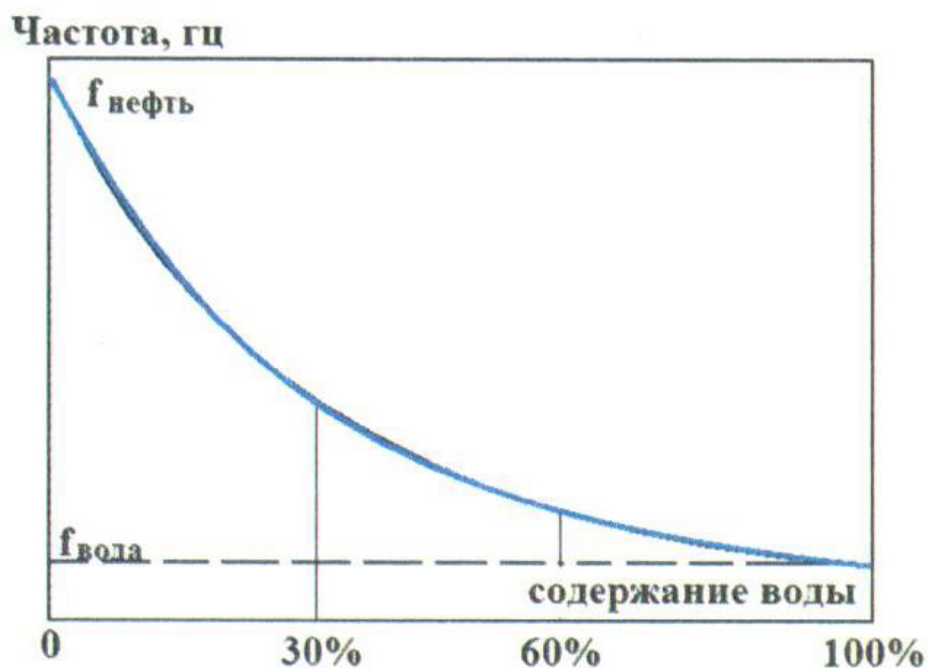


Рис. 35. Зависимость частоты выходного сигнала RC генератора, используемого в роли первичного преобразователя с датчиком влагомера

В нефтяных скважинах используют беспакерные (рис. 36 б) приборы для качественной оценки состава флюида и пакерные (рис. 36 а) – для количественных определений. В газовых скважинах все применяемые влагомеры – беспакерные.

Непрерывные измерения выполняются в интервалах перфорированных пластов или предполагаемой негерметичности обсадной колонны, распространяя их на 20 метров вниз и вверх от исследуемого интервала. Повторное измерение выполняют в том же интервале. Скорость движения прибора при детальных исследованиях - 300 м/час, при общих - не более 1000 м/ час, дискретность записи данных по глубине 0.2, 0.1 и 0.05 м [47].

Точечные измерения выполняют в тех же точках, что и измерения расходомером, включая аномальные участки, выделенные по результатам непрерывных измерений влагомером. На каждой точке проводят не менее трех измерений с последующим расчетом среднего значения.

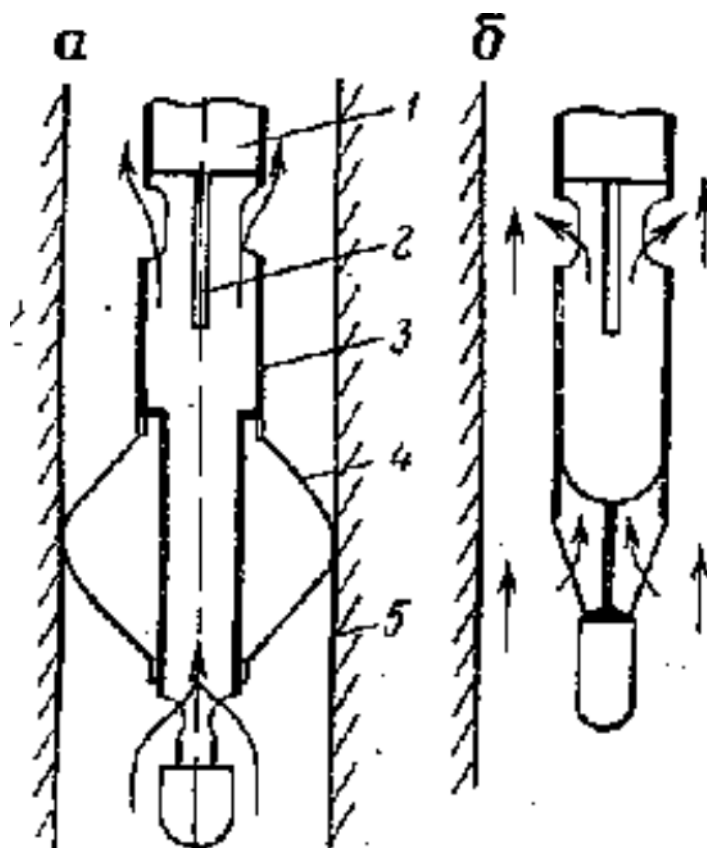


Рис. 36. Схематические конструкции пакерных (а) и беспакерных (б) влагомеров, стрелками показано направление движения смеси. 1 — измерительный преобразователь; 2 — центральная обкладка датчика; 3 — труба измерительная - наружная обкладка; 4 - пакер; 5 — обсадная колонна.

Как правило, датчик Влагометрия используется, как индикатор и не предназначен для количественных измерений. Это связано с трудностями калибровки датчика на эталонных жидкостях с заранее заданным влагосодержанием и значительным влиянием загрязнения датчика на результат измерения. При использовании датчика Влагометрия следует иметь в виду, что он является локальным датчиком и характеризует только ту область флюида, которая находится в чувствительной зоне датчика - между центральным электродом и корпусом прибора. Состав флюида, находящегося вне рабочей зоны, не оказывает влияния на величину выходного сигнала.

Инклинометрия скважин

Инклинометрия скважин - это измерения зенитного угла и азимута скважины по глубине. По полученным данным рассчитывают координаты оси скважины, абсолютные отметки глубины, приращения (удлинения)

длины ствола, величину и направления смещения забоя скважины относительно устья, абсолютные отметки глубин расположения элементов конструкции скважины (НКТ, насос, перфорация) и геологических объектов (подошва и кровля продуктивных объектов, фазовые контакты и пр.) [48, 49]. По типу применяемого датчика инклинометры делятся на магнитные и гироскопические.

В магнитных инклинометрах (рис. 37) в качестве измерителя азимута используется магнитная стрелка (буссоль), а в качестве измерителя зенитного угла (искривления) - отвес. Ввиду использования магнита данный тип инклинометра применяется только в немагнитных средах, т.е. в разрезах, не содержащих большого количества ферромагнетиков и обсаженных немагнитными трубами [50].

Гироскопический инклинометр (рис. 38) устроен принципиально иначе [3]. В качестве датчиков в современных инклинометрах данного типа используется измеритель угловой скорости на базе трехстепенного гироскопа и измерители ускорений (акселерометры).

Процедура определения траектории скважины состоит из двух этапов. Первый этап включает начальную ориентацию инклинометра по горизонту и по азимуту (определение географического меридиана). На данном этапе скважинный прибор, соединенный геофизическим кабелем с наземным блоком, неподвижно фиксируют на устье скважины с помощью специального фланца. Далее по показаниям измерителей ускорений (акселерометров) и угловой скорости определяют начальную горизонтальную и азимутальную ориентацию прибора. На втором этапе проводятся измерения траектории ствола скважины в автономном режиме. Гироскопические инклинометры имеют более высокую точность по сравнению с магнитными, особенно при измерении малых углов (до 3°). Еще одним несомненным преимуществом гироскопической инклинометрии является возможность ее использования в обсаженных скважинах (т.е. при ГИС-контроле).

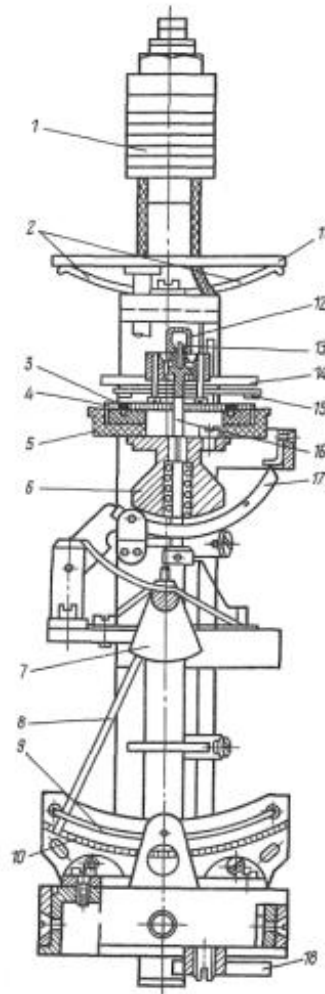


Рис. 37. Датчик магнитного инклинометра (КИТ): плоскость наружной рамки перпендикулярна к плоскости чертежа. 1 – токосъемное кольцо с коллектором; 2 – возвратные пружины; 3 – токосъемное кольцо; 4 – кольцевой реохорд; 5 – пластмассовый корпус; 6 – груз; 7 – отвес; 8 – конец стрелки; 9 – дужка конца стрелки; 10 – реохорд; 11 – нажимное кольцо; 12 – колпачок с агатовым подшипником; 13 – острие; 14 – магнитная стрелка; 15 – изолированный пружинный контакт; 16 – подвижная ось; 17 – дугообразный рычаг; 18 – груз

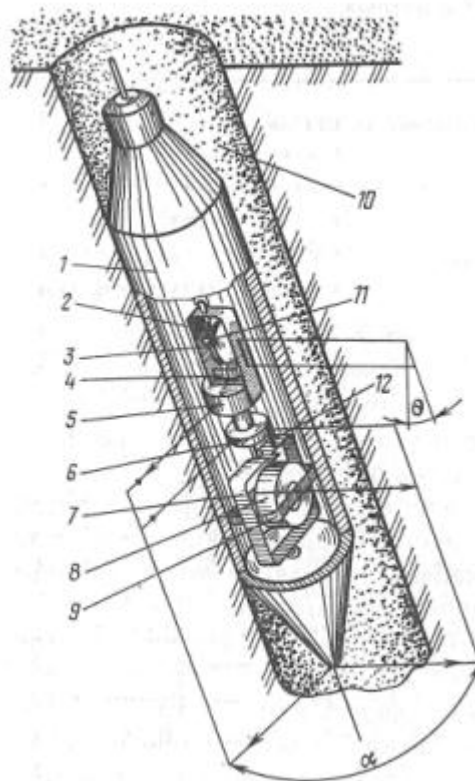


Рис. 38. Устройство датчика гироскопического инклинометра. 1 – корпус; 2 – наружная рамка; 3 – ось вращения; 4 – грузик; 5 – эксцентричный грузик; 6 – реохорд азимута; 7 – кардановое кольцо; 8 – гироскоп; 9 – внутренние кольцо; 10 – скважина; 11 – щетка; 12 – щетка азимута

Современная аппаратура для гироскопической инклинометрии, предполагает использование высокоточных динамически настраиваемых гироскопов (ДНГ). В отличие от «свободного» гироскопа такой прибор не требует предварительной ориентировки на устье скважины. В практике исследований эта система получила название «самонаводящейся на географический север». Системы измерений на базе таких датчиков называют аналитическими. В таких системах гироскоп представляет собой датчик угловых скоростей (ДУС) и реагирует на угловую скорость основания, на котором он установлен. В стационарном положении прибора измеряемым параметром является угловая скорость вращения Земли. Важно отметить, что для заданной широты эта величина является известным и стабильным параметром (в отличие от параметров магнитного поля), что позволяет надежно корректировать данные гироскопических измерений. Угловая скорость вращения Земли – векторная величина, и ее горизонтальная составляющая направлена по географическому меридиану, что позволяет определять азимут относительно направления на географический север.

Регистрируемые сигналы акселерометров и гироскопического датчика(-ов) характеризуют соответственно проекции вектора ускорения силы тяжести и проекции вектора угловой скорости вращения Земли на оси приборной системы координат аналогично измерениям положения прибора относительно вектора магнитной индукции поля Земли [1].

Процедуры обработки результатов магнитной и гироскопической инклинометрии сходны. Исходные результаты оформляют в виде таблицы значений зенитных и азимутальных углов с заданным шагом. По измеренным азимутам определяют соответствующие дирекционные углы, вводя поправки за магнитное склонение и сближение меридианов. Далее рассчитывают изменение по глубине координат точек ствола скважины $\{X, Y, Z\}$. Существуют несколько способов обработки данных инклинометрии, имеющих свои достоинства и недостатки [51].

Тангенциальный способ базируется на использовании значений зенитного угла и азимута, измеренных в начале и конце интервала. Расчеты проводятся исходя из предположения постоянства значений на протяжении всего интервала, что при больших углах отклонения скважины от вертикали и увеличении шага записи дает большие погрешности.

Компенсированный тангенциальный способ состоит в делении интервала измерений пополам и присваиванию срединной точке средних значений измеренных параметров.

В способе усреднения углов расчет углов ведется по формулам для тангенциального способа, но с использованием осредненных значений углов, измеренных в начале и конце интервала. Способ отличается существенно меньшей погрешностью в сравнении с перечисленными выше.

Способ радиуса кривизны основан на построении дуги окружности, проходящей через начальную и конечную точку интервала измерений. Способ характеризуется высокой точностью, но погрешность вычислений возрастает с увеличением интервала измерений и интенсивности искривления ствола.

Способ двух хорд близок по своей сути к компенсированному тангенциальному способу, но расчет углов в средней точке производится по специальному алгоритму; имеет несколько меньшую точность по сравнению с предыдущим способом.

Ниже приведены формулы для расчета координат по наиболее часто используемому способу осредненных углов:

$$X_n = \sum_{i=1}^n l_i \sin \frac{\theta_{i-1} + \theta_i}{2} \cos \frac{\alpha_{i-1} + \alpha_i}{2}$$

$$Y_n = \sum_{i=1}^n l_i \sin \frac{\theta_{i-1} + \theta_i}{2} \sin \frac{\alpha_{i-1} + \alpha_i}{2}$$

$$Z_n = \sum_{i=1}^n l_i \cos \frac{\theta_{i-1} + \theta_i}{2}$$

где l – шаг между i и $i+1$ точками, α , θ – дирекционный и зенитный углы

Полученные данные используются для построения плана и профиля ствола скважины.

Инклинометрические измерения применяются на различных этапах исследований скважин. В задачу инклинометрии на этапе строительства скважины входит: контроль соответствия направления ствола строящейся скважины проектному, выделение участков перегиба ствола скважины, получение исходной информации для геологических построений (определение глубин залегания продуктивных пластов, пластопересечений). В забойных телеметрических системах инклинометрические исследования проводятся непосредственно в процессе бурения для точного наведения ствола. Особо велика роль инклинометрических измерений в горизонтальных скважинах и в боковых стволах, где к точности используемых инклинометров определены существенно более жесткие требования, чем в вертикальных [52].

Инклинометрические модули применяются в составе комплексной аппаратуры для исследований, требующих получения пространственной ориентации геологического или иного объекта в скважине. К таким методам относят наклонометрию, сканирующие методы, аппаратурно-методические комплексы для исследования горизонтальных скважин.

Результаты инклинометрии применяются при расчете положения пластопересечения, приведения значений измеренных глубин к вертикали, получение вертикальных толщин, а при известных или малых углах наклона пластов и истинных толщин. Результаты инклинометрии применяют также при интерпретации методов ПГК, в частности при оценке плотности заполнителя ствола скважины по градиенту давления.

Акустическая цементометрия

Акустическая цементометрия (АКЦ) основана на зависимости характеристики акустических колебаний (скорости, амплитуды и частоты), попадающих из излучателя в приемник цементомера, от степени жесткости связи колонны с породой и упругости среды в заколонном пространстве.

Акустическая цементометрия основана на измерении характеристик волнового поля, созданного источником упругих колебаний с частотой излучения 10–30 Гц. При этом регистрируют следующие параметры:

- амплитуда или коэффициент эффективного затухания волны по колонне в фиксированном временном окне (положение окна выбирается значением интервального времени распространения волны по колонне);
- интервальное время, амплитуда и затухание первых вступлений волн, распространяющихся в горных породах;
- фазокорреляционные диаграммы (ФКД).

Метод применяют для установления высоты подъема цемента, определения степени заполнения затрубного пространства цементом, оценки сцепления цемента с обсадной колонной и горными породами, определения размеров и местоположения дефектов цементного камня и раскрытости кольцевых зазоров. Эффективность метода снижается в высокоскоростных разрезах, где первое вступление при хорошем и удовлетворительном качестве цементирования относится к волне по породе.

В современных системах АКЦ применяется регистрация кинематических параметров акустической волны в виде волновых картин или ФКД и динамических (пиковые или суммарные амплитуды и эффективное затухание) в определенном или плавающем временном окне, которое открывается первым вступлением волны Лэмба по колонне или амплитудным дискриминатором при определенном уровне сигнала [53].

В настоящее время выделяют следующие виды АКЦ:

- Акустический контроль качества цементирования на преломленных волнах.
- Акустический контроль качества цементирования на отраженных волнах.

Акустический контроль качества цементирования на преломленных волнах.

Акустические измерения реализуются путем возбуждения в скважине упругого импульса и регистрации его отклика в одной или нескольких точках наблюдения, удаленных на фиксированные расстояния от источника (рис. 39). [1]

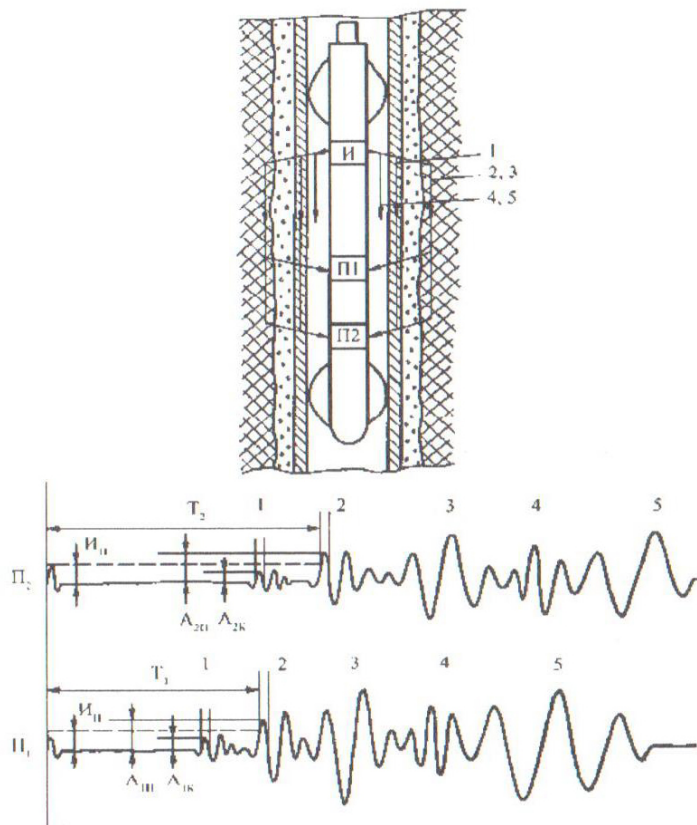


Рис. 39. Схема распространения упругих волн в обсаженной скважине и их параметры, регистрируемые аппаратурой. 1 волна по обсаженной колонне; 2 продольная волна по горной породе; 3 поперечная волна по горной породе; 4 продольная волна по промывочной жидкости; 5 поверхностные волны Лэмба-Стоунли.

По мере распространения упругого импульса от источника к приемнику происходит перераспределение его энергии и спектральных составляющих между контактирующими средами: обсадной колонной, цементным камнем и горной породой, при этом перераспределение энергии и спектра сигнала зависит от нескольких основных факторов:

- от степени жесткости механической связи на границах цементного кольца со стенками колонны и скважины;

- от соотношения величин волновых сопротивлений σV контактирующих сред;
- от отношения суммарной толщины труб обсадной колонны Δ и цементного кольца δ к преобладающей длине упругой волны λ ;
- от отношения диаметра обсадной колонны d_k к преобладающей длине волны λ ;
- от величины измерительной базы (l - длины зонда) между излучателем и приемником.

В процессе распространения сигнала по многослойной среде появляются различные типы упругих волн:

- продольная и поперечная обобщенная волна по колонне, цементному кольцу и породе;
- обобщенная волна по колонне и цементному кольцу;
- обобщенная волна по цементному кольцу и породе;
- волна по обсадной колонне;
- волна по цементному камню;
- поверхностные (трубные) волны.

Акустический контроль качества цементирования на отраженных волнах

Для контроля технического состояния и качества цементирования скважин, а также для оценки толщины трубы используется метод, основанный на отраженных ультразвуковых волнах. Выбранное соотношение размеров акустического преобразователя и трубы при отражении волны от стенки колонны, заполненной жидкостью, позволяет считать волну плоской. Из-за большого акустического сопротивления сред (для воды при $T=0^\circ\text{C}$ оно равно $1.5 \times 10^5 \text{ г/см}^2 \text{ с}$, для воздуха – $42.8 \text{ г/см}^2 \text{ с}$) ультразвуковая волна в средах «жидкость, металл» распространяется без заметного поглощения и рассеивания [6]. На границе труба-жидкость происходит отражение некоторой части падающей волны и прохождение части волны в толщу трубы. Отношение интенсивностей отраженной и падающей волн определяется коэффициентом отражения (при нормальном падении волны на трубу):

$$R = \frac{(m - 1)^2}{(m + 1)^2} = \frac{(2C_2 - 1C_1)^2}{(2C_2 + 1C_1)^2}$$

Отношение интенсивностей преломленной и падающей волн определяется коэффициентом пропускания:

$$D = 1 - R = \frac{4m}{(m + 1)^2}$$

где $m = \rho_2 C_2 / \rho_1 C_1$, ρ_1 , C_1 , ρ_2 , C_2 – плотность среды и скорость звука в первой и второй средах соответственно.

Из данных формул видно, что при сканировании колонны ультразвуковой волной, распространяющейся в заполняющей жидкости (технической воде), большая часть энергии падающей волны отражается от стенки трубы, а меньшая часть проходит в толщу колонны. Следует заметить, что амплитуда и время прихода отраженной волны от внутренней стенки трубы используются в акустическом телевизоре САТ для оценки профиля колонны. Эта часть отраженного сигнала не несет информации о сцеплении колонны с цементной массой [4].

Амплитуда отраженной волны от внутренней стенки трубы (условно назовем ее первым отражением волны) на порядок превышает амплитуду волны, отраженной от второй границы: наружная стенка трубы – цементное кольцо.

Системой «колонна-цементное кольцо» «захватывается» определенная часть энергии падающей волны, доля которой определяется коэффициентом пропускания волны D .

В данной системе возникают свободные колебания, которые зависят от толщины трубы, цементной массы и зазора между колонной и этой массой. Эти колебания должны удовлетворять волновому уравнению:

$$\frac{\partial^2 U}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 U}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 U}{\partial z^2} = \frac{1}{C^2} \frac{D^2 U}{Dt^2}$$

Для плоскости толщиной h (плоскостью конечных размеров условно можно заменить участок колонны, на которую падает ультразвуковая волна) решениями дифференциального уравнения полученного ранее являются функции:

$$U_n(x, t) = (A_n \sin \omega_n t + B_n \cos \omega_n t) \sin \frac{\pi h}{d} \omega_n t$$

$$\omega_n = n \frac{\pi C}{d}$$

где A_n , B_n – коэффициенты, зависящие от граничных условий на обеих стенках трубы; ω_n – собственная частота колебаний свободной колонны.

В колонне результирующее колебания и суперпозиция волн выглядит следующим образом:

$$U_n(x, t) = \sum_{n=1}^{\infty} U_n(x, t)$$

Таким образом, в колонне возникают упругие колебания, определяемые параметрами трубы и качеством сцепления колонн с цементным камнем.

Гамма–гамма цементометрия-толщинометрия

Для контроля качества цементирования скважин применяют метод рассеянного гамма-излучения, который основан на зависимости интенсивности рассеянного гамма-излучения от плотности вещества основных сред, слагающих обсаженную скважину в интервале исследования. При этом, так как плотность цементного камня в большинстве случаев значительно больше, чем плотность бурового раствора, против зацементированной части скважины интенсивность рассеянного гамма-излучения будет значительно ниже, чем в незацементированном интервале [1].

Схема регистрации рассеянного гамма-излучения в обсаженной скважине имеет ряд принципиальных отличий от аналогичной схемы в открытом стволе при плотностном ГТК и приведена на рис. 38.

Как видно из рис. 40, прибор имеет максимально приближенное к внутреннему диаметру колонны поперечное сечение и центрирован в колонне для ослабления влияния плотности и состава жидкости в колонне. Коллимация источника и детекторов под определенными углами к оси скважинного прибора может осуществляться экранами с круговой (2π -геометрия (для зонда толщиномера)) или азимутальной по периметру поперечного сечения прибора коллимацией (для зондов плотномера). Гамма-излучение от источника, взаимодействуя с колонной, средой в заколонном пространстве и пластом, испытывает, как правило, несколько актов упругого рассеяния (комpton–эффект) с изменением первоначального направления и частичной потерей энергии каждым гамма-квантом, а также фотоэлектрическое поглощение, преимущественно в колонне, с полным исчезновением кванта.

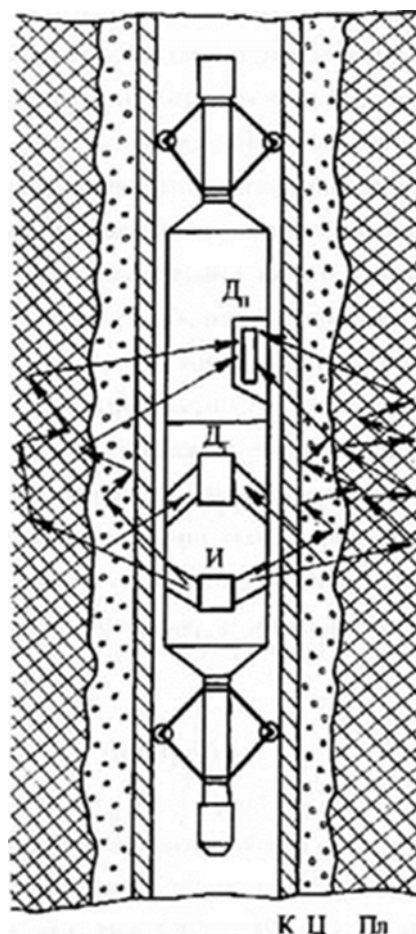


Рис. 40. Схема распространения методом гамма-гамма цементометрия-толщинометрия. И - источник гамма-излучения; ДТ - детектор толщиномера; Дп - детектор плотномера; К - колонна; Ц - цемент; Пл - пласт.

Интенсивность гамма-квантов, возвращающихся в прибор под определенным углом и регистрируемых детекторами, функционально связана с объемной плотностью среды в затрубном пространстве и пласте, а также зависит от изменения толщины стенки обсадной колонны. Пренебрегая влиянием фотоэффекта, количественная оценка изменений плотности среды в затрубном кольцевом пространстве с учетом изменения плотности породы и конструкции скважины возможна с абсолютной погрешностью до ± 0.15 г/см³ [6].

Основными средами, определяющими интенсивность регистрируемого рассеянного гамма-излучения в обсаженной скважине, являются:

- металлическая колонна обсадных труб;
- жидкость, находящаяся внутри обсадной трубы;
- горные породы вокруг скважины;
- цементный камень (или буровой раствор) в затрубном пространстве.

Для контроля качества цементирования скважин применяют различные системы регистрации гамма-излучения, при этом одноканальный центрированный зонд с неколлимированными по радиальному углу индикатором и источником гамма-излучения позволяет регистрировать суммарную интенсивность рассеянного гамма-излучения по всему периметру колонны

$$I_{\text{рег}} = \int_0^{2\pi} I_{\gamma\gamma}(\theta) d\theta$$

Для измерения толщины стенки обсадной трубы применяют неколлимированный по радиальному углу и жестко коллимированный по вертикальному углу (в пределах от 40 до 50°) зонд относительно оси колонн индикатором и источником. Длина зонда (расстояние между коллимационными окнами источника и регистратора) не должна превышать 9-11 см, в этом случае имеет место инверсия эффекта плотности, что обеспечивает исключение влияния изменений плотности среды за колонной и получение высокой чувствительности к изменению толщины стенки колонны:

$$I_T = \int_0^{2\pi} I_{\gamma\gamma}(\theta) d\theta$$

Для измерения плотности вещества в приборах последних модификаций (СГДТ-3, СГДТ-НВ и аналогичные им) применяют коллимированные по радиальному углу индикаторы, каждый из которых охватывает по 60° окружающего пространства при достаточно эффективной экранировке каждого канала.

$$I_1 = \int_0^{\pi/3} I_{\gamma\gamma}(\theta) d\theta$$

$$I_2 = \int_{\pi/3}^{2\pi/3} I_{\gamma\gamma}(\theta) d\theta$$

$$I_3 = \int_{2\pi/3}^{\pi} I_{\gamma\gamma}(\theta) d\theta$$

$$I_4 = \int_{\pi}^{4\pi/3} I_{\gamma\gamma}(\theta) d\theta$$

$$I_5 = \int_{4\pi/3}^{5\pi/3} I_{yy}(\theta) d\theta$$

$$I_6 = \int_{5\pi/3}^0 I_{yy}(\theta) d\theta$$

К недостаткам метода относится его малая эффективность при различии плотности цементного камня и промывочной жидкости менее, чем на 0.5-0.7 г/см³ [10].

Причинами нарушения цельности ЦК могут являться: некачественное сцепление на границах раздела, некачественное удаление корки бурового раствора, сильная усадка цемента, усталостное разрушение цемента, высокая проницаемость цементного раствора, его повышенная водоотдача, неправильно подобранная плотность, преждевременное загустевание и др. Наиболее типичным дефектом ЦК является микрокольцевой зазор, одновременно вызываемый влиянием температуры, гидродинамического давления и механических нагрузок.

Электромагнитная дефектоскопия

Приборы для изучения растекания магнитного потока (в зарубежной литературе обозначаемые как приборы MFL - Magnetic Flux Leakage) могут быть построены двумя путями. В одних приборах первичное магнитное поле создается генераторной катушкой, питаемой низкочастотным переменным или постоянным током, в других - первичное поле образуется за счет мощных постоянных магнитов из сплавов редкоземельных металлов. Результирующее магнитное поле внутри трубы чутко реагирует на неоднородности толщины стенок, трещины и коррозионные язвы. Для его измерения могут использоваться индукционные датчики, если генерируется переменное первичное поле, или датчики постоянного магнитного поля, например, датчики Холла, если работа проводится с постоянным первичным полем [1].

Метод скважинной индукционной дефектоскопии и толщинометрии основан на регистрации электромагнитного отклика от вихревых токов, возникающих в металлических колоннах и элементах конструкции скважины под воздействием электромагнитного излучения генераторной катушки. В ходе исследований измеряются различные параметры ЭДС индукции:

амплитуда, декремент затухания, фазовый сдвиг сигнала относительно фазы возбуждающего тока в зависимости от модификации метода. На формирование ЭДС, главным образом, влияют: удельная электропроводность и магнитная восприимчивость (являющиеся характеристиками материала труб), толщина и сплошность интервала исследования, диаметр колонн и их соосность (являющиеся геометрическими характеристиками), конструкция катушек, характеристики излучаемого сигнала и положение прибора в стволе (являющиеся характеристиками аппаратуры и условий измерения). На сигнал могут оказывать влияние блуждающие и гальванические токи, а также большая концентрация ферромагнетиков в разрезе скважины при исследовании обсадных колонн [6].

Современные скважинные дефектоскопы-толщинометры позволяют выделить элементы конструкции скважины (трубы, муфтовые соединения, пакеры, центраторы, фильтры, перфорационные интервалы и др.), выделить продольные и поперечные дефекты типа «трещина» практически с нулевой раскрытостью и протяженностью от нескольких сантиметров, обрывы колонны и интервалы активной коррозии, определять толщину трубы с точностью до 0.5 мм. При проведении исследований прибор должен быть центрирован.

Простейшим устройством этого типа является индукционный индикатор дефектов [51], принцип работы которого основан на регистрации фазового сдвига между возбуждаемым и регистрируемым сигналом, обусловленного наличием дефекта в колонне. Для повышения разрешающей способности прибор изготавливают из расчета наибольшего сближения диаметров катушек и внутреннего диаметра труб. Метод дает интегральную картину потери металла (коррозия) или нарушение сплошности (трещина) в кольцевом секторе колонны, обусловленным геометрическим фактором измерительного зонда.

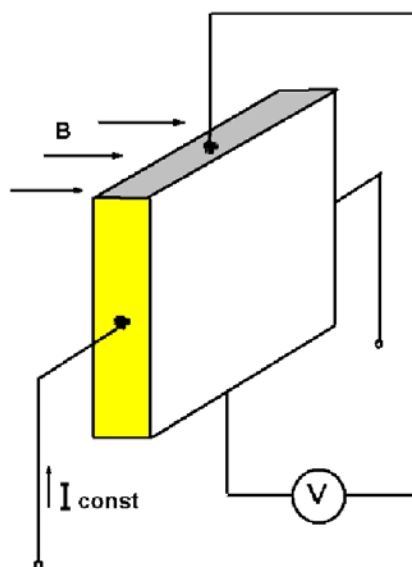


Рис. 41. Датчик магнитного поля на эффекте Холла.

В настоящее время разработаны и активно применяются системы, позволяющие проводить изучение многократных колонн, в том числе и при малом диаметре внутренней колонны (диаметр прибора 36 мм) [54]. В отечественной геофизической практике наибольшее развитие получили направления электромагнитной дефектоскопии (серия «ЭМДС») и магнитно-импульсной дефектоскопии (серия «МИД»). Аппаратура этих серий несколько различна по принципам формирования и регистрации сигнала, телеметрии и разрешающей способности, но в обоих типах используется методика регистрации и анализа декремента затухания ЭДС индукции для зондов с различной базой.

Дальнейшим развитием этого направления являются сканирующие дефектоскопы, которые позволяют локализовать дефекты в определенном сегменте и существенно повысить разрешающую способность метода.

Исходной информацией для обработки и интерпретации является серия кривых амплитуды ЭДС индукции для нескольких зондов на различных временах задержки от инициирующего импульса. Специальная обработка позволяет восстановить декремент затухания для различных по удаленности зон, настроиться на соответствующий диаметр исследуемой колонны и отфильтровать влияние других колонн. Результатом интерпретации является серия дефектограмм и толщинограмм для каждой колонны.

Электромагнитная локация муфт

Метод электромагнитной локации муфт (ЛМ) основан на регистрации изменения магнитной проводимости металла бурильных труб, обсадной колонны или насосно-компрессорных труб вследствие нарушения их сплошности [6].

Измерения выполняются локатором муфт, датчик которого представляет собой дифференциальную магнитную систему, состоящую из многослойной катушки с сердечником и двух постоянных магнитов, которые создают в катушке и вокруг нее постоянное магнитное поле. При перемещении локатора вдоль колонны в местах нарушения сплошности металла труб происходит перераспределение магнитного потока и индуцирование в измерительной катушке импульсов ЭДС. Амплитуда сигнала пропорциональна числу витков в обмотке датчика, мощности используемых в локаторе магнитов и скорости движения прибора мимо неоднородности.

Датчик локатора муфт (рис. 42) представляет собой дифференциальную магнитную систему, которая состоит из многослойной катушки с сердечником и двух постоянных магнитов, создающих в катушке и вокруг нее постоянное магнитное поле. При перемещении локатора вдоль колонны в местах нарушения сплошности труб происходит перераспределение магнитного потока и индуцирование ЭДС в измерительной катушке. При этом уровень сигнала и его спектр в том числе зависит и от скорости перемещения прибора. Для исключения этой зависимости и увеличения чувствительности применяется активный локатор муфт, который содержит две катушки, каждая из которых имеет возбуждающую и приемные обмотки. Под воздействием переменного магнитного поля, генерируемого подачей переменного напряжения на возбуждающие обмотки, в приемных обмотках возникает переменное напряжение, которое зависит от магнитных свойств окружающей среды. Информативным параметром является разность напряжений на приемных обмотках, которая зависит от сплошности среды [1].

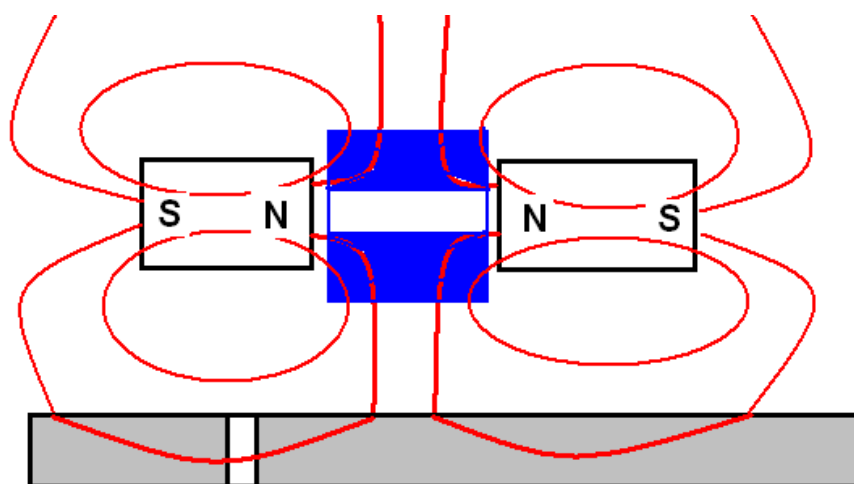


Рис. 42. Принципиальная схема магнитного локатора сплошности колонны

Локатор муфт применяется для установления положения муфтовых соединений колонны, точной привязки показаний других приборов к положению муфт, взаимной привязки показаний нескольких приборов, уточнения глубины спуска лифтовых труб, определения текущего забоя скважины, в благоприятных условиях - определения интервала перфорации и выявления мест нарушения (типа разрывов, трещин) обсадных колонн, НКТ. В обсаженных перфорированных и неперфорированных скважинах в комплексе с другими методами ГИС-контроля метод используется для привязки, выявления дефектов, перфорации и элементов конструкции скважины.

Скважинная перфорация

Перфорация - это создание в стальной колонне, цементном камне и горной породе каналов (отверстий) для того, чтобы пластовая жидкость поступала в скважину.

- Глубина канала – 70-200 мм;
- Диаметр канала – 8-25 мм;
- Плотность перфорации – 10-20 отверстий на 1 м.

Размеры канала определяются физическими свойствами горных пород, техническим состоянием скважины, пластовым давлением и типом применяемой аппаратуры[47, 55].

По окончании бурения нефтяной или газовой скважины стенки ее закрепляют обсадными трубами; в интервалах залегания продуктивных (нефтегазоносных) и водоносных пластов колонну цементируют. При этом

нефтеносные и газоносные пласты оказываются перекрытыми обсадными трубами и цементным кольцом, и приток жидкости в такую скважину невозможен, пока не будут созданы условия для сообщения продуктивного пласта со скважиной. Для создания возможности притока нефти и газа из пласта в обсадной колонне и окружающем ее цементном кольце против нефтеносного (газоносного) пласта создают ряд каналов (отверстий), обеспечивающих сообщение между пластом и скважиной: по этим каналам нефть и газ поступают в скважину.

Как правило, отверстия в колонне и цементном кольце создают путем прострела. Этот процесс называют перфорацией колонны, а аппараты, при помощи которых производится прострел, перфораторами. Их спускают в скважину на каротажном кабеле.

Перфорацию применяют также для вскрытия заводняемых пластов в нагнетательных скважинах, для проведения изоляционных работ и после них: при переходе на другие горизонты т. д. [56]

Существуют четыре способа перфорации:

- Кумулятивная
- Пулевая
- Пескоструйная
- Сверлящая

Первые три способа перфорации осуществляются на промыслах геофизическими партиями с помощью оборудования, имеющегося в их распоряжении. Поэтому детально техника и технология этих видов перфорации первыми тремя способами изучается в курсах промысловой геофизики. Пескоструйная перфорация осуществляется техническими средствами и службами нефтяных промыслов.

Кумулятивная перфорация

В кумулятивном перфораторе используются кумулятивные заряды взрывчатого вещества. Кумулятивный заряд (рис.43) представляет собой прессованную шашку взрывчатого вещества, в основании которой имеется коническая (кумулятивная) выемка. В выемку вставлена металлическая воронка. В противоположной от выемки стороне установлен детонатор — небольшой заряд высокочувствительного взрывчатого вещества, способный возбудить взрыв всего заряда.

Взрыв кумулятивного заряда характеризуется следующей особенностью (рис. 43).

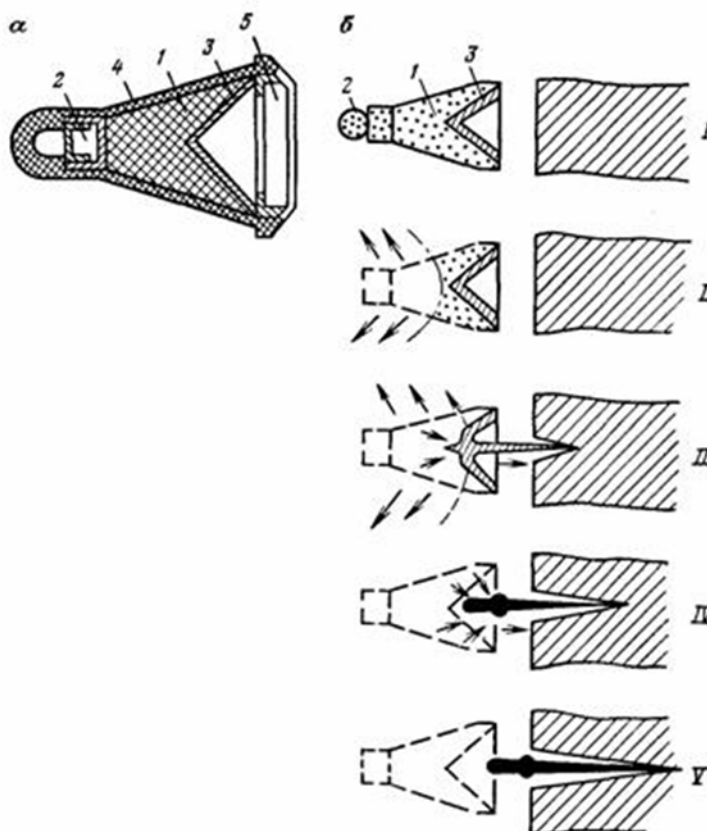


Рис. 43. Схематический вид кумулятивного снаряда и его поэтапные фазы после детонации. 1 — заряд взрывчатого вещества; 2 — детонатор; 3 — металлическая воронка; 4 — защитная оболочка; 5 — манжета; I — заряд до взрыва; II—V—различные стадии взрыва

В момент взрыва продукты взрыва сжимают воронку, и в металле возникают очень большие давления, при которых он начинает течь, как жидкость. Образующаяся тонкая струя жидкого металла с большой скоростью выбрасывается вдоль оси выемки, пробивая преграду перед собой на значительную глубину.

Кумулятивный перфоратор (рис. 44) представляет собой сборку из нескольких кумулятивных зарядов и средств их взрывания — взрывного патрона с электрозапалом и отрезка детонирующего шнура, служащего для передачи детонации от взрывного патрона к зарядам. Кумулятивные перфораторы подразделяются на корпусные и бескорпусные [55].

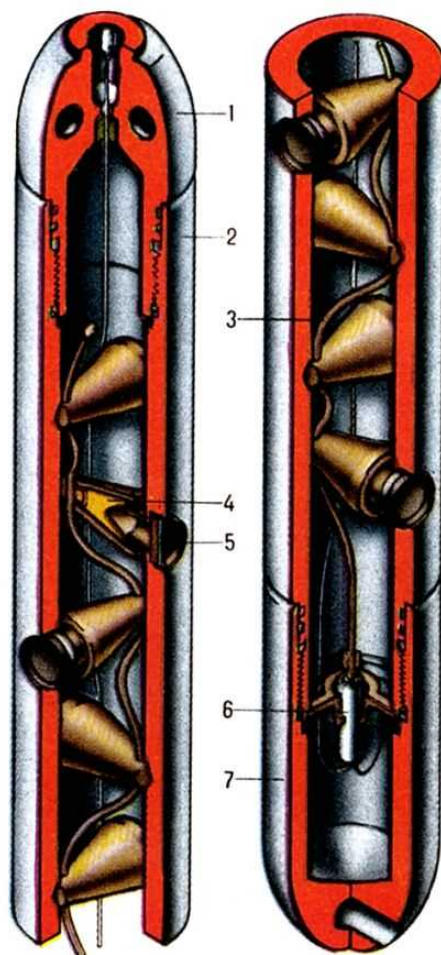


Рис. 44. Пример внешнего вида кумулятивного перфоратора

В корпусном перфораторе заряды монтируются в герметичном кожухе — толстостенной стальной трубе, в которой по спирали расположены отверстия. При снаряжении перфоратора сборку из зарядов с детонирующим шнуром вставляют в кожух так, чтобы кумулятивные выемки зарядов находились против отверстий в корпусе. После снаряжения перфораторов отверстия в корпусе герметизируются. Корпусные перфораторы рассчитаны на многократное использование и применяются, когда необходимо исключить возможность повреждения обсадной колонны и засорения забоя осколками, а также в случае высоких температур и давлений.

В бескорпусном перфораторе сборку из кумулятивных зарядов, снабженных прочными индивидуальными оболочками, устанавливают на стальной ленте, каркасе и т. п. При выстреле каркас частично разрушается. Бескорпусные перфораторы применяются в случае вскрытия пластов под колонной НКТ, а также, когда наблюдается искривление, смятие, узкие проходные сечения в колонне труб.

Пулевая перфорация

Пулевой перфоратор (рис. 45) действует по принципу огнестрельного оружия. В его корпусе имеется ряд стволов с камерами. В камеру закладывают прессованный пороховой заряд с электровоспламенителем, а в ствол — пулю. При выстреле воспламеняется пороховой заряд. Образующиеся газы создают в камере высокое давление, под действием которого пуля вылетает из ствола с большой скоростью, пробивает колонну, цементное кольцо и входит в породу, образуя канал [57].

Снарядные перфораторы выстреливают разрывные пули, которые пробивают обсадную трубу и цементное кольцо. Углубившись в породу, они взрываются и образуют в ней каверны и трещины. Снарядные перфораторы имеют горизонтальное расположение стволов и залповое действие. Они применяются для вскрытия малопроницаемых коллекторов средней крепости, когда требуется увеличить проницаемость прискважинной зоны пласта.

В этом случае в скважину на электрическом кабеле спускают стреляющий аппарат, состоящий из нескольких (8-10) камер-стволов, заряженных пулями диаметром 12,5 мм. Каморы заряжаются взрывчатым веществом (ВВ) и детонаторами. При подаче электрического импульса пули пробивают колонну, цемент и внедряются в породу, образуя канал для движения жидкости и газа из пласта в скважину.

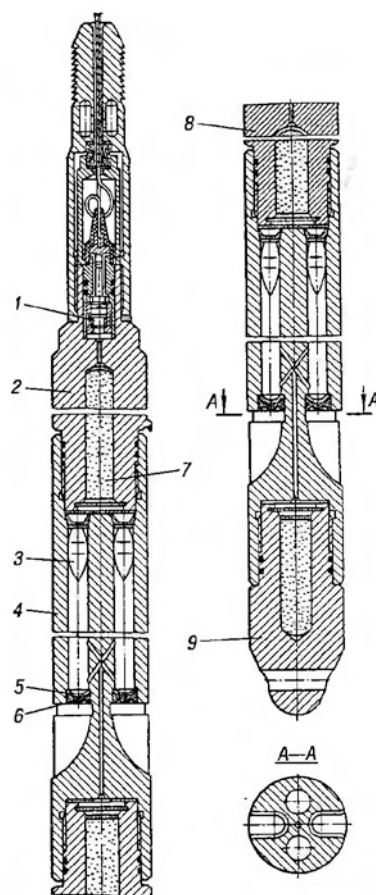


Рис. 45 Схематический вид пулевого перфоратора

Пулевые перфораторы разделены на два вида:

1) с горизонтальными стволами, когда длина стволов мала и ограничена радиальными габаритами перфоратора;

2) с вертикальными стволами с отклонителями пуль на концах для придания их полету направления, близкого к перпендикулярному по отношению к оси скважины.

Перфоратор с горизонтальными стволами собирается из нескольких секций, вдоль которых просверлены два или четыре вертикальных канала, камеры с ВВ. Стволы камер заряжены пулями и закрыты герметизирующими прокладками. Верхняя секция имеет два запальных устройства. При подаче по кабелю тока, срабатывает первое запальное устройство, и детонация распространяется по вертикальному каналу на все камеры, пересекаемые этим каналом. В результате почти мгновенного сгорания ВВ давление газов в камере достигает 2000 МПа, после чего пуля выбрасывается. Происходит почти одновременный выстрел из половины всех стволов. При необходимости удвоить число прострелов по второй жиле кабеля подается второй импульс. В этом случае срабатывает вторая половина стволов от

второго запального устройства. В перфораторе масса заряда ВВ одной камеры незначительна (равна 4–5 г), поэтому пробивная способность его невелика. Длина образующихся перфорационных каналов составляет 65–145 мм (в зависимости от свойств породы и типа перфоратора), диаметр канала – 12.5 мм.

При вертикальном расположении стволов объем камер и длина стволов больше, чем при горизонтальном. В каждой секции два ствола направлены вверх и это компенсирует реактивные силы, действующие на перфоратор в момент выстрела. Одна камера отдает энергию взрыва сразу двум стволам. Масса ВВ в одной камере достигает 90 г. Давление газов в камерах составляет 600-800 МПа. Действие газов более продолжительное, чем при горизонтальном расположении стволов. Это позволяет увеличить начальную скорость вылета пули и пробивную способность перфоратора. Длина перфорационных каналов в породе получается 145-350 мм при диаметре около 20 мм. В каждой секции перфоратора имеются четыре вертикальных ствола, на концах которых сделаны плавные желобки-отклонители [58]. Пули, изготовленные из легированной стали, для уменьшения трения в отклонителях покрываются медью или свинцом. Выстрел из всех стволов происходит практически одновременно, так как все камеры с ВВ сообщаются огнепроводным каналом. Торпедная перфорация осуществляется аппаратами, спускаемыми на кабеле, и отличается от пулевой перфорации тем, что для выстрела используют разрывной снаряд, снабженный взрывателем замедленного действия. Масса внутреннего заряда ВВ одного снаряда равна 5 г. Аппарат состоит из секций, в каждой из которых имеется по два горизонтальных ствола. Снаряд снабжен детонатором накального типа. При остановке снаряда происходит взрыв внутреннего заряда, в результате чего происходит растрескивание окружающей породы. Масса ВВ одной камеры – 27 г. Глубина каналов по результатам испытаний составляет 100-160 мм, диаметр канала – 22 мм. На 1 м длины фильтра обычно пробивают не более четырех отверстий, так как при торпедной перфорации нередки случаи разрушения обсадных колонн.

Гидропескоструйная перфорация

При гидропескоструйной перфорации (ГПП) разрушение преграды происходит в результате использования абразивного и гидромониторного эффектов высокоскоростных песчано-жидкостных струй, вылетающих из

насадок специального аппарата – пескоструйного перфоратора (рис. 46), прикрепленного к нижнему концу насосно-компрессорных труб. Песчано-жидкостная смесь закачивается в НКТ насосными агрегатами высокого давления, смонтированными на шасси тяжелых автомашин, поднимается из скважины на поверхность по кольцевому пространству. Это сравнительно новый метод вскрытия пласта. В настоящее время ежегодно обрабатываются около 1500 скважин этим методом. Область и масштабы применения гидropескоструйного метода обработки скважин постоянно расширяются, и кроме вскрытия пласта он нашел применение при капитальных ремонтах, вырезке колонн и в сочетании с другими методами воздействия [59].

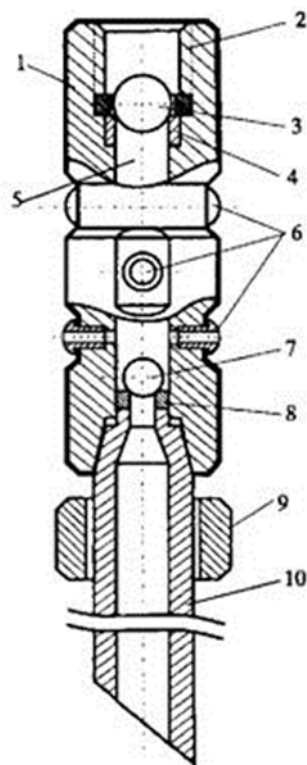


Рис. 46. Принципиальная схема аппарата для гидropескоструйной перфорации АП-6м: 1 — корпус перфоратора; 2 — резьба для соединения; 3 — шар опрессовочного клапана; 4 — седло опрессовочного (верхнего) клапана; 5 — канал; 6 — насадка; 7 — нижний шар малого диаметра; 8 — седло нижнего парового клапана; 9 — центратор; 10 — хвостовик.

При гидроабразивной перфорации в промысловой практике в качестве жидкости–песконосителя используют:

- растворы на нефтяной основе, дегазированную нефть;
- водные растворы (солей CaCl_2 , NaCl , KCl – от 8 до 22 % или различных их комбинаций);
- газожидкостные смеси и др.

Содержание кварцевого песка фракции от 0,2 до 2,0 мм обычно - от 50 до 100 кг/м³.

Плотность растворов – от 1.01 до 1,18 г/см³; динамическая вязкость от 12 до 40 мПас; напряжение сдвига, несмотря на свою значимость, как правило, не определяется [56].

При ГПП создание отверстий в колонне, цементном камне и канала в породе достигается приданием песчано–жидкостной струе очень большой скорости, достигающей нескольких сотен метров в секунду. Скорость струи в насадках доводят до 120-150 м/с и более, в состав жидкости вводят от 50 до 100 кг/м³ преимущественно кварцевого песка с зернами от 0.2 до 2.0 мм. Перепад давления на насадках от 15 до 20 МПа и более.

Длина перфорационного канала достигает, за 15-20 мин, 1 м и более, диаметр в обсадной колонне – от 13 до 15 мм, в породе – до 60 мм. В породе вымывается каверна грушеобразной формы, обращенной узким конусом к перфорационному отверстию в колонне.

Размеры канала увеличиваются сначала быстро и затем стабилизируются в результате уменьшения скорости струи в канале и поглощения энергии встречным потоком жидкости, выходящей из канала через перфорационное отверстие. Исходя из этого, были проведены стендовые испытания ГПП, которые позволили установить соотношения между параметрами процесса (рис. 47), необходимые для его проектирования. Результаты, приведенные на рис. 47, получены при разрушении цементных блоков, утопленной под уровень жидкости струей водопесчаной смеси. Время воздействия на преграду не должно превышать 15 – 20 мин, так как при более продолжительном воздействии каналы не увеличиваются [59].

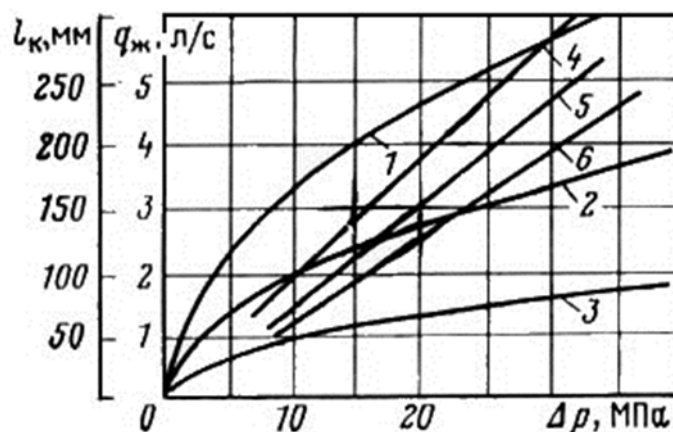


Рис. 47. Зависимость расхода водопесчаной смеси $q_{ж}$ и глубины образуемых каналов $l_{к}$ от перепада давления ΔP в насадке для трех ее образцов

диаметров 3; 4, 5 и 6 мм: $1 - q_{ж} = f(\Delta P)$ для $d = 6$ мм; $2 - q_{ж} = f(\Delta P)$ для $d = 4.5$ мм; $3 - q_{ж} = f(\Delta P)$ для $d = 3$ мм; $4 - l_k = f(\Delta P)$ для $d = 6$ мм; $5 - l_k = f(\Delta P)$ для $d = 4,5$ мм; $6 - l_k = f(\Delta P)$ для $d = 3$ мм;

Установлено, что концентрация песка в жидкости обычно составляет 80-100 кг/м, диаметр частиц кварцевого песка 0.3-0.8 мм и твердосплавные и керамические насадки должны быть диаметрами отверстий 3-6 мм.

Только после получения устойчивых положительных результатов, выверки приемов работы на стенде, следует приступать к опытным работам на скважинах.

Недостаток гидроабразивной перфорации – высокий износ оборудования и, соответственно, высокая стоимость процесса, дефицит материалов (кварцевый песок), ограничения по глубинам и аварийности и др. Причем при пульсирующем потоке жидкости износ возрастает. Необходимые для снижения износа забойные мультипликаторы давления до настоящего времени не разработаны [56].

Выход из строя в связи с износом оборудования может привести к остановке циркуляции. И из-за низкой седиментационной устойчивости растворов происходит быстрое оседание частиц на забой. Для снижения скорости оседания увеличивают вязкость и динамическое напряжение сдвига, например, загущением раствора полимерными добавками. При этом скорость оседания песчаной смеси в зумпф уменьшается в 5–20 раз. Например, для некоторых типов солевых растворов с добавкой 2 % импортных (несколько хуже отечественных) карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ) за один час остановки циркуляции из водопесчаной смеси оседает песчаный столб высотой: в зумпфе обсадной колонны – от 7 до 15 м, а в НКТ 73 – от 10 до 22 м. При отсутствии в колонне НКТ специальных забойных устройств это может привести к необходимости проведения дополнительных операций по промывке скважины. Кроме того, даже при непродолжительной остановке циркуляции могут забиться коноидальные насадки перфоратора.

Другим недостатком гидроабразивной перфорации является зависимость размеров канала от прочности породы (на одноосное сжатие - $\sigma_{ж}$). Например, при перепаде давления 30 МПа, времени перфорации 30 минут, диаметре гидромониторных насадок 45 мм $\sigma_{ж} = 20; 50; 100; 150$ МПа глубина канала, выработанного жидкостнопесчаной струей, составляла, соответственно: 240; 150; 100; 73 мм.

Сверлящая перфорация

Применяемая в настоящее время кумулятивная перфорация не обеспечивает совершенной гидродинамической связи продуктивного пласта со скважиной. Это связано и с высокими ударными нагрузками, температурой, неэффективностью срабатывания зарядов, что приводит к разрушению крепления скважины, её преждевременному обводнению.

Наиболее продуктивно использование сверлящей перфорации. При таком вскрытии продуктивный пласт остается закрытым цементным кольцом (за исключением точки вскрытия), а углубления в пласт для преодоления закольматированной зоны практически нет [60, 61].

Широкое применение сверлящей перфорации при проведении вторичного вскрытия пластов сдерживается в настоящее время отсутствием комплексных теоретических и экспериментальных исследований в этой области. Недостаточный уровень проработки конструктивно-компоновочных схем обуславливает низкую производительность и высокую аварийность работ. Жесткие требования, предъявляемые к габаритным показателям скважинных перфораторов, обуславливают необходимость использования серийного и оригинального гидрооборудования высокой компактности.

Недостаточный уровень проработки инженерных методик моделирования параметров и характеристик средств перфорации обсаженных скважин также определяет актуальность и необходимость работ, посвященных проектированию сверлящих перфораторов.

Одним из наиболее перспективных вариантов решения проблем повышения качества и производительности работ, связанных с проведением перфорации в обсаженных скважинах, представляется разработка многофазового сверлящего перфоратора с электрогидравлической системой и логическим управлением. Необходимо провести аналитический обзор существующих схемных решений конструктивно-компоновочных схем, разработать соответствующие принципиальные схемы, математические модели и методики расчета статических и динамических характеристик.

Компоновочная схема сверлящего перфоратора приведена на рис. 48.

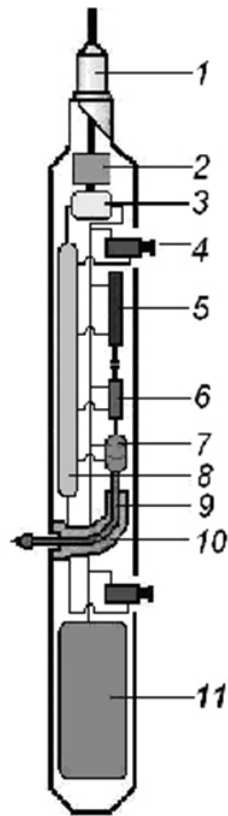


Рис. 48. Сверлящий перфоратор для вторичного вскрытия нефте- и газоносных пластов: 1 — головка; 2 — электродвигатель; 3 — насос; 4 — гидроцилиндры фиксации; 5 — гидроцилиндр подачи бура; 6 — гидроцилиндр перфорации; 7 — гидромотор; 8 — бак; 9 — бур на гибком валу; 10 — криволинейная направляющая; 11 — гидроаккумулятор.

Список используемой литературы:

1. В.М. Коровин, В.М. Лобанков, А.В. Миллер, А.А. Миллер, А.А. Сулейманов, В.И. Барышев, И.Л. Соломина, Г.Г. Шаисламова Геофизические исследования и работы в скважинах; в 7 т. Т. 4. Контроль технического состояния скважин// Коровин В.М., Лобанков В.М., Миллер А.В., Миллер А.А., Сулейманов А.А., Барышев В.И., Соломина И.Л., Шаисламова Г.Г.. – Уфа: Информреклама, 2010. – 436 с.
2. Р.А.Валиуллин, Р.К. Яруллин Геофизические исследования и работы в скважинах: в 7 т. Т. 3. Исследования действующих скважин / Валиуллин Р.А., Яруллин Р.К.. – Уфа: Информреклама, 2010. – 184 с/
3. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах РД 153–39.0–072–01/ Р.Т. Хаматдинова, В.Ф. Козяр и др. – Минэнерго России, 2001. – 272 с.
4. А.И. Булатов, Л.Б. Измайлов, В.И. Крылов, Е.М. Левин, А.И. Овечкин Справочник по креплению нефтяных и газовых скважин// Булатов А.И., Измайлов Л.Б., Крылов В.И., Левин Е.М., Овечкин А.И. М:Недра, –Москва, 1981 г. –240 с.
5. И.В. Ванцева Теоретические основы поиска и разведки месторождений нефти и газа// Ванцева И.В. Издание: Пермский государственный технический университет. – Пермь, 2009 г. – 114 с.
6. В.Г. Мартынов, Н.Е. Лазуткина, М.С. Хохлова Геофизические исследования скважин: справочник мастера по промысловой геофизике/ В.Г. Мартынов, Н.Е.Лазуткина, М.С.Хохлова. – М.: Инфраинженерия, 2009. – 960 с.
7. А.М Блюмцев, Г.А. Калистратов, В.М. Лобанков, В.П. Цирульников Метрологическое обеспечение геофизических исследований скважин// Блюмцев А.М, Калистратов Г.А., Лобанков В.М., Цирульников В.П. – М: «Недра», 1991.–266с.
8. В.М. Лобанков Калибровка скважинной геофизической аппаратуры// Лобанков В.М. Учебное пособие. – Уфа: «Мастер–Копи», 2011.–176 с.
9. В.Н.Широков, В.М.Лобанков. Метрология, стандартизация, сертификация // Широков В.Н., Лобанков В.М.. Учебник. – М.: МАКС Пресс, 2008.–498с.

- 10.Официальный сайт «Урал-Гео» Центр Метрологических Исследований. Установка УАК-ИГК [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.uralgeo.com/uak-gk>.
- 11.Лобанков В.М. Метрологическое обеспечение в промышленной геофизике: Учебное пособие/ Уфа: изд-во УГНТУ, 2016.-218 с.
- 12.Официальный сайт «Урал-Гео» Центр Метрологических Исследований. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.uralgeo.com>.
- 13.Официальный сайт «Урал-Гео» Центр Метрологических Исследований. Установка УАК-Кав-700 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.uralgeo.com/uak-kr>.
- 14.Официальный сайт «Урал-Гео» Центр Метрологических Исследований. Установка УАК-СТМ-100/60 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.uralgeo.com/uak-stm.html>.
- 15.Официальный сайт «Урал-Гео» Центр Метрологических Исследований. Установка УАК-СР-40 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.uralgeo.com/uak-sr.html>.
- 16.Торговый Дом СпецТехноРесурс. Установка УПР-3 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://td-str.ru/file.aspx?id=3422>.
- 17.Официальный сайт «Урал-Гео» Центр Метрологических Исследований. Установка УАК-СВ-60 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.uralgeo.com/uak-sv>.
- 18.Официальный сайт ООО «Центр стандартных образцов и высокочистых веществ» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://standmat.ru/ru/index.php?page=CO%20в%20обращении>.
- 19.Официальный сайт «Урал-Гео» Центр Метрологических Исследований. Установка УАК-СИР [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.uralgeo.com/uak-sir>.
- 20.Официальный сайт «Урал-Гео» Центр Метрологических Исследований. Установка УАК-СИ-АЗВ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.uralgeo.com/uak-si-azv.html>.
- 21.Топнефтегаз. Классификатор нефтегазовый комплекс [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://topneftegaz.ru/catalogue/product/view/1180835>.
- 22.Топнефтегаз. Классификатор нефтегазовый комплекс [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://topneftegaz.ru/catalogue/product/view/1180835>.
- 23.Официальный сайт НПФ «Геофизика» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.npf-geofizika.ru>.
- 24.Каталог "Геофизика" техника и технологии. Инклинометр ИОН-1 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.geo.oilru.ru/catalog/group/product/?2144>.
- 25.Каталог "Геофизика" техника и технологии. Инклинометр ИММН 36-100/40 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.geo.oilru.ru/catalog/group/product/?2185>.

- 26.Официальный сайт «Урал-Гео» Центр Метрологических Исследований. Комплект эталонных волноводов [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.uralgeo.com/kev-ak>.
- 27.Официальный сайт «Урал-Гео» Центр Метрологических Исследований. Комплекты имитаторов плотности [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.uralgeo.com/kip-ggk>.
- 28.Официальный сайт «Урал-Гео» Центр Метрологических Исследований. Установка КГ1-55-130 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.uralgeo.com/uks-kg>.
- 29.А.И. Ипатов, М.И. Кременецкий Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов// Ипатов А.И., Кременецкий М.И.. – Изд. 2-е, испр. – М.: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика»; Институт компьютерных исследований, 2010. – 780 с.
- 30.Официальный сайт НПФ «Геофизика». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.npf-geofizika.ru>.
- 31.Официальный сайт General Electric. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.geoilandgas.com>.
- 32.В.Е. Косарев Контроль за разработкой нефтяных газовых месторождений: пособие для самостоятельного изучения для слушателей курсов повышения квалификации специальности «Геофизика» // Косарев В.Е. – Казань: Казанский государственный университет, 2009. – 145
- 33.Ипатов А.И. Проблемы автоматизации движения информационных потоков в ГИС-контроле. Автоматизация, телемеханизация и связь нефтяной промышленности, 1996, №5, с. 12-14.
- 34.А.И. Филиппов, К.А. Филиппов Интерпретация скважинных термограмм // Филиппов А.И. , Филиппов К.А..– Уфа: Гилем, 2004. – 160с.
- 35.Дьяконов Д.И., Яковлев Б.А. определение и использование тепловых свойств горных пород и пластовых жидкостей нефтяных месторождений. М., 1969. – 116с.
- 36.Р.А. Валиуллин, Г.Р. Вахитова, В.Ф. Назаров, А.Ш. Рамазанов, В.Я. Федотов, Р.К. Яруллин Термогидродинамические исследования пластов и скважин нефтяных месторождений /. Валиуллин Р.А., Вахитова Г.Р., Назаров В.Ф., Рамазанов А.Ш., Федотов В.Я., Яруллин Р.К. – Учебное пособие по методике исследований и интерпретации – Уфа: РИНЦ БашГУ, 2010. –250с.
- 37.Череменинский Г.А. Геотермия. Л., 1972. – 271с.

- 38.Шарафутдинов Р.Ф. Филлипов А.И. Тепловое поле эффекта Джоуля-Томсона в условиях охлаждения пластов // Известия ВУЗов. Сер. Нефти и газ, 1983. – №6. –с. 59–64.
- 39.Жувагин ИТ., Комаров СТ., Черный В.Б. Скважинный термокондуктивный дебитомер СТД. - М.: Недра, 1973. - 81 с.
- 40.Валиуллин Р.А., Федотов В.Я., Яруллин Р.К., Игнатьев В.М. Термические исследования скважин, эксплуатируемых погружными электроцентробежными насосами // Нефтяное хозяйство. 1989. № 5. С. 46-49.
- 41.Валиуллин Р.А., Рамазанов А.Ш., Шарафутдинов Р.Ф. Термометрии пластов с многофазными потоками. Изд-во БашГУ. - Уфа, 1998. - 116 с.
- 42.Сковородников ИГ. Геофизические исследования скважин: Учебное пособие. - Екатеринбург: Институт испытаний, 2009. - 471 с.
- 43.Официальный сайт Tenzorez. Тензорезисторы – конструкция, принцип действия [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://tenzorez.ru/support/2399-2/>.
- 44.Орлинский Б.М. Контроль за разработкой залежей нефти геофизическими методами. - М.: Недра, 1977. - 239 с.
- 45.Сковородников ИГ. Геофизические исследования скважин: Учебное пособие. – Екатеринбург: Институт испытаний, 2009. – 471 с.
- 46.А. А. Молчанов, В.В. Лаптев, В.Н. Моисеев, Р.С. Челокьян. Аппаратура и оборудование для исследований нефтяных и газовых скважин: Справочник/ Молчанов А.А. Лаптев В.В., Моисеев В.Н., Челокьян Р.С. – М.: Недра, 1987.– 224 с.
- 47.Стрельченко В.В. Геофизические исследования скважин. Учебник для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2008. – 551 с.
- 48.Козыряцкий Н. Г. Анализ точности расчета координат ствола скважины по данным инклинометрии / Н. Г. Козыряцкий // Каротажник. – 2002. – Вып. 98.
- 49.Л.Г.Леготин, А.М. Султанов, С.В. Вячин, И.В. Кузьмин Особенности инклинометрических измерений в горизонтальных скважинах //Каротажник. 2003. № 113. С. 67–72.
- 50.Меркулов В.П. Геофизические исследования скважин: учебное пособие // В.П. Меркулов. – Томск: Изд-воТПУ, 2008. – 139 с.
- 51.В.М. Запорожца Геофизические методы исследования скважин. Справочник геофизика // Запорожца В.М. – М.: Недра, 1983. –591 с.

- 52.Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин / Справочник под ред. Добрынина В.М. - М.: Недра, 1988
- 53.Б.Н. Ивакин, Е.В. Карус, О.А. Кузнецов Акустический метод исследования скважин // Ивакин Б.Н., Карус Е.В., Кузнецов О.А.. М.: Недра, 1978. – 350 с.
- 54.Теплухин В.К., Миллер А.В., др. Проблемы электромагнитной дефектоскопии обсадных колонн и пути их решения //Каротажник. 2002. №96. С. 41–54.
- 55.Добрынин В.М, Вендельштейн Б.Ю, Резванов Р.А, Африкян А.Н.Промысловая геофизика: Учеб. для вузов. // В.М. Добрынина, К.Т.Н. Н.Е. Лазуткиной — М.: ФГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. — 400 с. илл.
- 56.Ш.Г. Шаисламов, СБ. Миндияров Геофизические исследования и работы в скважинах: в 7 т. Т. 5. Вторичное вскрытие пластов и специальные операции // Шаисламов Ш.Г., Миндияров С.Б.. – Уфа: Информреклама, 2010. – 228 с, ил.
- 57.Н.Г Григорян, Д.Е. Пометун, Л.А. Горбенко, С.А. Ловля, ЕЛ. Катан. Прострелочные и взрывные работы в скважинах. - М.: Недра, 1972.
- 58.Л.Я. Фридляндер. Прострелочно-взрывная аппаратура и ее применение в скважинах. - М.: Недра, 1985.
- 59.Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков Заканчивание скважин // Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М.М.: Недра–Бизнесцентр, 2002. – 667 с.
- 60.Информационно–измерительные системы в бурении. Новые способы вторичного вскрытия [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.masters.donntu.edu.ua/2006/ggeo/stadnyuk/library/art%2002.htm>
- 61.Митягина М. О. Сверлящие перфораторы с электрогидравлической системой и логическим управлением [Текст] // Технические науки: проблемы и перспективы: материалы Междунар. науч. конф. (г. Санкт–Петербург, март 2011 г.). — СПб.: Реноме, 2011. — С. 110–114.