

Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

На правах рукописи

ГОЛОДНЫХ ЕВГЕНИЙ ВАДИМОВИЧ

**ГАММА-МЕТОД И АППАРАТУРА КОНТРОЛЯ ПОЛОЖЕНИЯ
БУРОВОГО ИНСТРУМЕНТА В ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЕ**

Специальность 05.11.13 – Приборы и методы контроля природной среды,
веществ, материалов и изделий

Диссертация на соискание ученой степени

кандидата технических наук

Научный руководитель – доктор технических наук,

доцент Бориков Валерий Николаевич

Томск – 2016

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА 1 СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ МЕТОДОВ И СРЕДСТВ КОНТРОЛЯ ПОЛОЖЕНИЯ БУРОВОГО ИНСТРУМЕНТА В ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЕ.....	11
1.1 Автономные комплексы.....	11
1.2 Телеметрические системы.....	15
1.3 Выводы по главе 1.....	26
ГЛАВА 2 ГАММА-МЕТОД И МОДЕЛИРОВАНИЕ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ГАММА-ИЗЛУЧЕНИЯ В ГОРНОЙ ПОРОДЕ НА ПРИМЕРЕ ПРОДУКТИВНОГО ГОРИЗОНТА.....	27
2.1 Теория гамма-метода.....	28
2.1.1 Гамма-излучение.....	28
2.1.2 Взаимодействие гамма-излучения с веществом.....	29
2.1.3 Гамма-излучение горных пород.....	31
2.2 Моделирование распространения гамма-излучения в горной породе на примере продуктивного горизонта месторождений Западной Сибири.....	34
2.3 Выводы по главе 2.....	45
ГЛАВА 3 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК УСТРОЙСТВА КОНТРОЛЯ ПОЛОЖЕНИЯ БУРОВОГО ИНСТРУМЕНТА.....	46
3.1 Выбор детектора гамма-излучения.....	46
3.1.1 Сцинтилляционные детекторы.....	47
3.1.2 Ионизационные детекторы.....	50
3.1.3 Полупроводниковые детекторы.....	53
3.2 Анализ регистрационных характеристик сцинтилляционного детектора гамма-излучения.....	55
3.3 Моделирование условий эксплуатации и оптимизация конструкции устройства контроля положения бурового инструмента.....	64

3.4 Выводы по главе 3.....	72
ГЛАВА 4 АППАРАТУРА КОНТРОЛЯ ПОЛОЖЕНИЯ БУРОВОГО ИНСТРУМЕНТА В ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЕ.....	73
4.1 Апробация работы устройства контроля положения бурового инструмента в горизонтальной скважине.....	74
4.2 Процедура контроля положения бурового инструмента в горизонтальной скважине относительно кровли и подошвы продуктивного горизонта.....	78
4.3 Устройство ретрансляции данных телеметрической системы.....	86
4.3.1 Апробация работы устройства ретрансляции данных телеметрической системы	91
4.4 Метрологическое обеспечение аппаратуры контроля положения бурового инструмента в горизонтальной скважине.....	94
4.4.1 Градуировка.....	96
4.4.2 Калибровка.....	100
4.5 Выводы по главе 4.....	101
ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТЫ.....	103
СЛОВАРЬ ТЕРМИНОВ И СОКРАЩЕНИЙ.....	105
ПРИЛОЖЕНИЕ А. АКТЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ДИССЕРТАЦИОННЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ.....	107
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	109

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы. В нефтегазовой отрасли продуктивным горизонтом является выдержанный по площади пласт-коллектор (или группа пластов-коллекторов) внутри нефтегазоносного комплекса с единой гидродинамической системой, содержащий подвижные углеводороды в свободной фазе и способный их отдавать в количествах, имеющих промышленное значение [1].

Горизонтальными скважинами являются скважины с большим зенитным углом, пробуренные с целью увеличения нефтегазоотдачи продуктивного горизонта путем проходки в залежи горизонтального участка ствола скважины большой протяженности. Такие скважины, благодаря большей длине ствола, вскрывающего продуктивную зону, позволяют увеличить суммарный объем добычи углеводородов по месторождению или снизить число скважин, необходимых для достижения заданного уровня добычи. Успешное бурение горизонтальных скважин зависит от наличия хорошего описания продуктивного горизонта, которое гарантирует размещение горизонтального участка скважины в его пределах. К сожалению, из-за неопределенности геологических данных и маркшейдерских измерений, прогнозы глубины и толщины продуктивного горизонта часто не достаточно корректны, что ведет к авариям, связанным с пересечением границ нефтегазоносного пласта-коллектора, сопровождающимися большими финансовыми затратами для их устранения или перебуриванием скважин [2-6].

Основной проблемой, которая приводит к пересечению границ продуктивного горизонта в процессе бурения нефтяных и газовых скважин является отсутствие контроля положения бурового инструмента относительно данных границ. Исследования в процессе бурения (телеметрические системы, на основе инклинометрического модуля, встраиваемые в состав компоновки низа бурильной колонны) или после проведения буровых работ (геофизический замер на кабеле) не могут решить проблему контроля положения ствола горизонтальной скважины относительно границ продуктивного горизонта, поскольку определяют только пространственную ориентацию скважины. Передовые телеметрические

системы, помимо пространственной ориентации, позволяют определять фоновое гамма-излучение и кажущееся удельное сопротивление горных пород в процессе бурения. Анализ значений фонового гамма-излучения и кажущегося удельного сопротивления горных пород позволяет выделить продуктивные горизонты и опорные пласты (реперы), установить наличие углеводородов, идентифицировать поверхность водонефтяного контакта, но не может обеспечить предупреждение пересечений границ продуктивного горизонта в процессе бурения.

Для обеспечения эффективной длины контакта ствола скважины с продуктивным горизонтом, что в свою очередь, повышает нефтегазоотдачу пласта-коллектора и эффективность выполненных работ, а также для снижения количества аварийных и некачественных проводок скважин на нефть и газ в сложных геологических условиях, необходимо контролировать положение бурового инструмента относительно границ пласта-коллектора в процессе бурения горизонтальных скважин.

Целью диссертационной работы является разработка, исследование, реализация и апробация аппаратуры контроля положения бурового инструмента в горизонтальной скважине, позволяющей обеспечить предупреждение пересечений границ продуктивного горизонта в процессе бурения.

В соответствии с поставленной целью были сформулированы и решены следующие **задачи**:

1 исследование известных методов и средств контроля положения бурового инструмента в процессе бурения горизонтальных скважин для предотвращения пересечения границ продуктивного горизонта;

2 анализ и выбор конструкции устройства, обеспечивающего контроль положения бурового инструмента относительно границ продуктивного горизонта;

3 разработка устройства, позволяющего увеличить скорость передачи данных телеметрической системы с электромагнитным каналом связи.

Методы исследования. Теоретическая часть выполнена на основе теории гамма-излучения горных пород, математического моделирования,

дифференциального и интегрального исчисления. При расчетах и моделировании использовались программные пакеты COMSOL Multiphysics, MATLAB, T-Flex.

Достоверность полученных результатов диссертационной работы подтверждается совпадением с достаточной на практике точностью экспериментальных данных, полученных при апробации устройства контроля положения бурового инструмента, с результатами моделирования и теоретических исследований.

Научная новизна

1 Предложена процедура контроля положения бурового инструмента в горизонтальной скважине, основанная на дополнительной регистрации интенсивности гамма-излучения горных пород по направлению бурения.

2 Разработано и экспериментально апробировано устройство контроля, обеспечивающее эффективную реализацию предложенной процедуры контроля положения бурового инструмента в горизонтальной скважине между кровлей и подошвой пласта - коллектора в процессе бурения (защищено патентом на изобретение РФ 2490448).

3 Разработано устройство ретрансляции данных телеметрической системы с электромагнитным каналом связи, обеспечивающее передачу дополнительных данных гамма-излучения по направлению бурения за счет увеличения скорости передачи (защищено патентом на изобретение РФ 2585617).

Практическая ценность работы. Результаты проведенной работы могут быть использованы для разработки и усовершенствования методов и средств регистрации гамма-излучения, для контроля положения бурового инструмента и обеспечения эффективной длины контакта ствола скважины с продуктивным горизонтом.

Устройство ретрансляции данных телеметрической системы предоставляет возможность использования телеметрических систем на основе электромагнитного канала связи для бурения скважин на больших глубинах.

Реализация и внедрение результатов работы. Результаты исследований по теме диссертации использованы для выполнения при непосредственном участии автора следующих хозяйственных и госбюджетных НИР:

- хозяйственный договор № 5-75/12У от «25» октября 2012 г. «Разработка технического задания, конструкторской документации и макета двухзондового устройства для контроля положения ствола горизонтальной скважины»;

- грант ФЦП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014 – 2020 годы» на проведение исследований по теме «Разработка методов проектирования многокомпонентных интегрированных микроэлектромеханических гироскопов и акселерометров, устойчивых к дестабилизирующим воздействиям», 2014-2016 гг., соглашение №14.575.21.0068.

Результаты работы использовались в ООО «ТомскГазпромгеофизика» при строительстве скважины №2981Г Усть-Тегусского месторождения Тюменской области для регистрации гамма-излучения горных пород продуктивного горизонта Ю1, а также в учебном процессе в Томском политехническом университете. Акты использования результатов диссертационных исследований приложены к диссертационной работе.

Положения, выносимые на защиту

1 Использование дополнительного детектора гамма-излучения, расположенного на оси угла перекоса забойного двигателя, позволяет определить угол сектора бурения в пределах 60° для предотвращения пересечения границы продуктивного горизонта на расстоянии не менее 0,5 метра до границы продуктивного Ю1 горизонта.

2 Использование разработанного устройства контроля положения бурового инструмента в горизонтальной скважине на основе регистрации гамма-излучения общего фона и по направлению бурения, позволяет в три раза сократить время принятия решения в управлении процессом горизонтального бурения скважин.

3 Применение устройства ретрансляции данных телеметрической системы с электромагнитным каналом связи позволяет увеличить скорость передачи данных минимум в два раза, что обеспечивает передачу дополнительных данных о гамма-излучении по направлению бурения без уменьшения механической скорости бурения.

Апробация результатов работы. Основные результаты диссертационной работы докладывались и обсуждались на следующих конференциях:

- XV Международный симпозиум имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященный 110-летию со дня основания горно-геологического образования в Сибири, г. Томск, 2011 г.;

- X Международная IEEE Сибирская конференция по управлению и связи «SIBCON-2013», г. Красноярск, 2013 г.;

- XIX Международная научно-практическая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых «Современные техника и технологии СТТ 2013», г. Томск, 2013 г.;

- IV Всероссийская научно-практической конференция «Неразрушающий контроль: электронное приборостроение, технологии, безопасность», г. Томск, 2014 г.;

- VII Научно-практическая конференция «Информационно - измерительная техника и технологии» с международным участием, г. Томск, 2016 г.

Публикации. Основные результаты исследований отражены в 14 публикациях: четыре статьи в ведущих научных журналах и изданиях, рекомендуемых перечнем ВАК; две статьи в рецензируемых научных журналах; пять статей в сборниках трудов международных и российских конференций; два патента на изобретение; учебное пособие.

Структура и объем диссертации. Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, заключения, актов использования результатов диссертационных исследований и списка литературы, включающего 77 источников, содержит 116 страниц текста, 52 формулы, 47 рисунков и 6 таблиц.

Во введении обоснована актуальность темы диссертационной работы, сформулированы цель и задачи исследования, определены научная новизна и практическая значимость результатов, представлены основные положения, выносимые на защиту, описана структура диссертационной работы.

В первой главе «Сравнительный анализ методов и средства контроля положения бурового инструмента в горизонтальной скважине» проведены патентные исследования и анализ отечественных и зарубежных источников, посвященных аппаратам и системам измерений в процессе бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин.

Продуктивный горизонт, как правило, сложен песчаником или кавернозно-трещиноватыми известняками и перекрыт пластами непроницаемых пород (глинистые сланцы).

В настоящее время на практике применяются три вида исследований в горизонтальных скважинах, позволяющих судить о том, как проведена скважина в пределах продуктивного горизонта:

- использование кабельной аппаратуры (каротаж на кабеле) обеспечивающих реализацию методов геофизических исследований скважин (ГИС);

- использование автономных комплексов;

- использование телеметрических системы, предназначенных для регистрации параметров в процессе бурения.

Во второй главе «Гамма-метод и моделирование распространения гамма-излучения в горной породе на примере продуктивного горизонта» рассмотрены методы, позволяющие достоверно позиционировать буровой инструмент относительно границ продуктивного горизонта. Проведено моделирование распространения гамма-излучения в горной породе на примере продуктивного горизонта, предложена конструкция устройства контроля положения бурового инструмента в процессе бурения горизонтальной скважины.

В третьей главе «Определение технических характеристик устройства контроля положения бурового инструмента» исследованы факторы, влияющие на конструктивные параметры системы и на ее метрологические характеристики.

Экономически целесообразно создать устройство контроля положения бурового инструмента универсальным, габариты (диаметр) которого позволят работать на всех стадиях бурения при строительстве скважины. Минимальный внутренний диаметр немагнитной утяжеленной бурильной трубы (НУБТ), используемый при горизонтальном бурении составляет 41 мм. С учетом защитного кожуха и амортизационных вставок максимальный внутренний диаметр устройства не должен превышать 32 мм.

Непосредственную регистрацию естественного гамма-излучения горных пород осуществляет детектор гамма-квантов. При выборе детектора необходимо учесть такие параметры, как эффективность регистрации излучения, световой выход, счетная характеристика, температурная характеристика, радиационная чувствительность.

В четвертой главе «Аппаратура контроля положения бурового инструмента в горизонтальной скважине» предложена процедура контроля положения ствола горизонтальной скважины относительно кровли и подошвы продуктивного горизонта, предложено устройство ретрансляции данных телеметрической системы с электромагнитным каналом связи. Рассмотрено метрологическое обеспечение аппаратуры контроля положения бурового инструмента в горизонтальной скважине.

ГЛАВА 1

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ МЕТОДОВ И СРЕДСТВ КОНТРОЛЯ ПОЛОЖЕНИЯ БУРОВОГО ИНСТРУМЕНТА В ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЕ

В настоящее время помимо геофизических исследований скважин (ГИС) с помощью кабельной аппаратуры широко применяются беспроводные телеметрические системы (телесистемы) и автономные комплексы для решения различных геологических, технологических и технических задач в процессе бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин. В результате чего, становится возможным геологическое изучение разреза, проводка скважин в сложных геолого-технологических условиях и качественная эксплуатация нефтегазовых месторождений.

Геофизические исследования скважин на кабеле (каротаж) позволяют дать геологическое описание разреза скважины только после того, как скважина пробурена и не обеспечивают управление траекторией скважины в процессе бурения [7].

1.1 Автономные комплексы

Автономный комплекс, используемый для каротажа в процессе бурения, он выполняет регистрацию геофизических и технологических параметров во время бурения скважины и после подъема на поверхность позволяет представить полную картину геологического разреза, пройденного данной скважиной. Автономный комплекс состоит из нескольких модулей, каждый из которых реализует методы геофизических исследований скважин. Все модули заканчиваются специальными разъемами, которые позволяют соединить их с другими модулями, входящим в состав комплекса. Возможность комбинирования модулей позволяет выбирать наилучший вариант для решения конкретной задачи. Автономный комплекс реализует следующие методы ГИС:

- электрический каротаж с зондами бокового каротажного зондирования (БКЗ), резистивиметр, каротаж потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС);

- индукционный каротаж (ИК);
- инклинометрические исследования;
- акустический каротаж (АК);
- гамма-каротаж (ГК);
- спектрометрический гамма-каротаж (СГК);
- плотностной гамма-гамма-каротаж (ГГК);
- нейтронный гамма-каротаж (НГК);
- нейтронный каротаж (НК).

К автономным комплексам, реализующим вышеперечисленные методы, относятся такие системы, как:

- система *EcoScope* компании «Shlumberger» – многофункциональный комплекс ГИС в процессе бурения, включающий индукционные зонды сопротивления, ГК, плотностного ГГК, НГК, датчик ударов и вибраций, а также инклинометр скомпонованных в одном приборе, что обеспечивает сокращение времени операций с буровым инструментом и получение качественных данных ГИС при меньшем количестве спуско-подъемных операций (рисунок 1.1) [8].



Рисунок 1.1 – Система *EcoScope*

- система *Sonic Tool* и *iPCD* компании «APS Technology» – комплекс для проведения акустического каротажа совместно с определением плотности горных пород по данным плотностного ГГК и пористости по данным НК, так же в комплексе установлен акустический каверномер (рисунок 1.2, рисунок 1.3) [9].

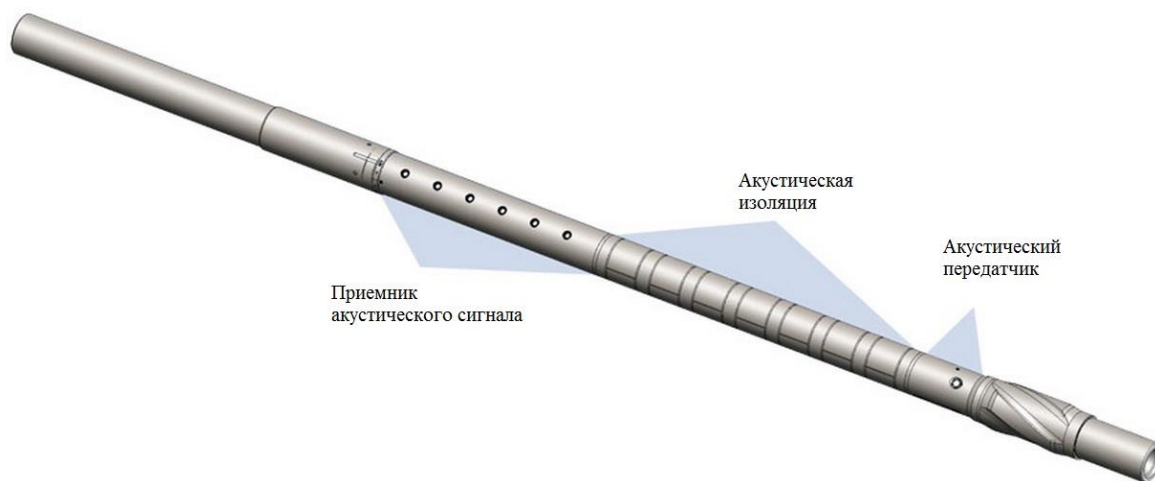


Рисунок 1.2 – Система *Sonic Tool*



Рисунок 1.3 – Система *iPCD*

- система компании «Halliburton» обеспечивающая измерение диаметра скважины за счет модуля акустической кавернометрии *ACAL* (рисунок 1.4), удельного сопротивления пласта за счет модуля *EWR-Phase 4* (рисунок 1.5), содержания водорода в пласте за счет модуля НК *CNP* (рисунок 1.6), пористости

на основе АК за счет модуля *VAT* (рисунок 1.7). Модули имеют одинаковые соединительные разъемы, которые позволяют скомпоновать все модули в один комплекс [10-12].

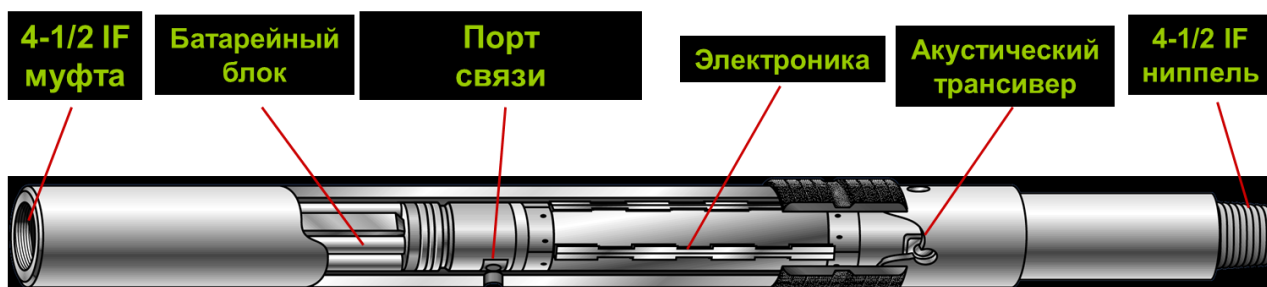


Рисунок 1.4 – Модуль *ACAL*

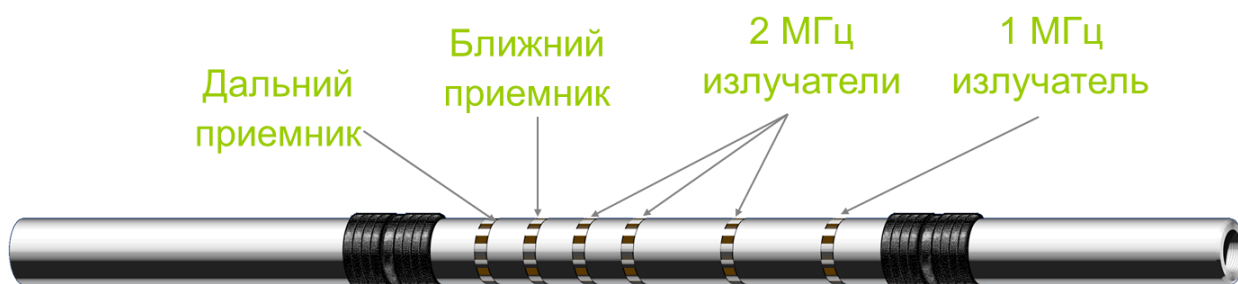


Рисунок 1.5 – Модуль *EWR-Phase 4*



Рисунок 1.6 – Модуль *CNP*



Рисунок 1.7 – Модуль ВАР

Неоспоримым преимуществом автономных комплексов является не только полнота геофизических исследований, проводимых непосредственно в процессе бурения скважины, но и качество полученного материала за счет малого времени, прошедшего после вскрытия пласта по сравнению с геофизическими исследованиями на кабеле. Применение автономных комплексов значительно сокращает время на исследования скважины, т.к. исследования совмещены с бурением, в то время как проведение традиционного каротажа в горизонтальном стволе скважины требует дополнительных временных затрат.

Недостатком является невозможность анализа геофизических данных в процессе бурения, отсутствие возможности корректировать направление бурения исходя из геологической ситуации.

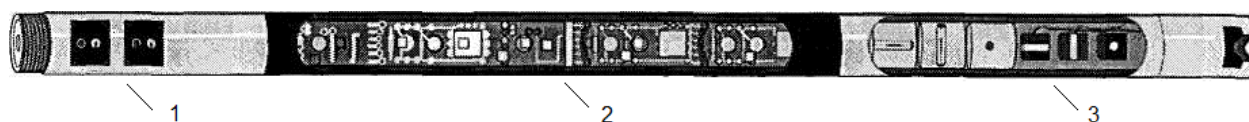
1.2 Телеметрические системы

Телеметрические системы предназначены для измерений и передачи на поверхность информацию о десятке и более параметров с забоя в процессе бурения [13]. Набор параметров зависит от требований заказчика и, соответственно, установленных в телеметрическую систему модулей. При проводке наклонно-направленных скважин и выходах в горизонтальный участок в процессе бурения горизонтальных скважин, первостепенными являются данные инклинометрии. Зенитный и азимутальный углы на забое позволяют определить пространственную ориентацию ствола скважины, а угол установки отклонителя позволяет задать направление бурения в пространстве [14].

Инклинометрический модуль

Инклинометрические исследования позволяют определить положение ствола скважины в пространстве. Инклинометрия позволяет определить текущее положение забоя скважины, графически отобразить траекторию скважины до текущего момента, планировать направление скважины, обеспечивать ориентационную информацию для спуска других скважинных инструментов.

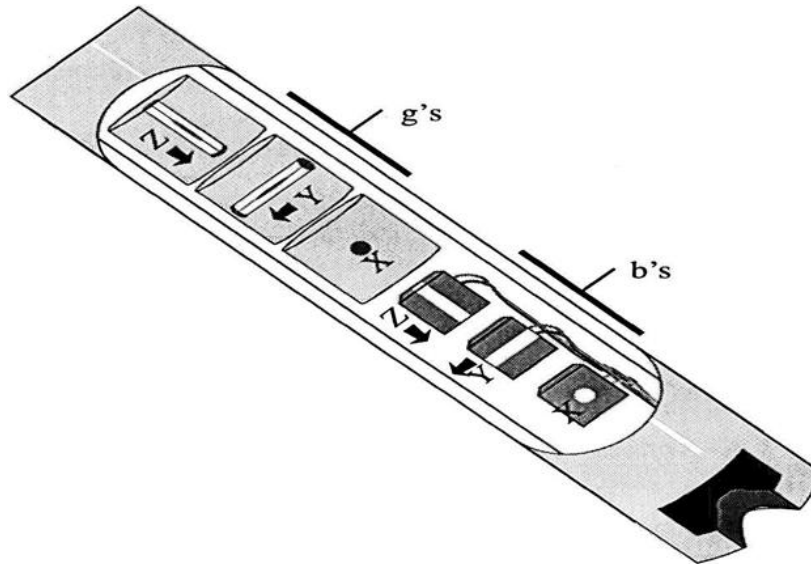
Инклинометрический модуль обычно состоит из трех частей: блок питания, силовой блок, блок сенсоров (рисунок 1.8). К блоку питания на входе подключен источник, питающий инклинометрический модуль, это может быть аккумуляторная батарейная сборка, либо турбогенератор вырабатывающий электричество за счет прохождения потока промывочной жидкости (бурового раствора). Силовой блок служит для регистрации и передачи информации на поверхность, как от блока сенсоров, так и от других модулей подключенных к телеметрической системе. Блок сенсоров производит измерение инклинометрических параметров (зенитный и азимутальный угол, угол установки отклонителя), и передает полученные данные в силовой блок для дальнейшей передачи на поверхность [15-17].



1 – блок питания, 2 – силовой блок, 3 – блок сенсоров.

Рисунок 1.8 – Инклинометрический модуль

В настоящее время наиболее перспективным является построение инклинометрического модуля на основе трехкомпонентных преобразователей с акселерометрическими и феррозондовыми датчиками, чувствительными к гравитационному и геомагнитному полям (рисунок 1.9) [18-19].



$g's$ – акселерометры, $b's$ – магнитометры.

Рисунок 1.9 – Блок сенсоров

На рисунке 1.10 показано разложение по скважине при замере магнитного азимута, а на рисунке 1.11 – разложение по винтовому забойному двигателю для пояснения понятий зенитного и азимутального угла, так же угла установки отклонителя [18].

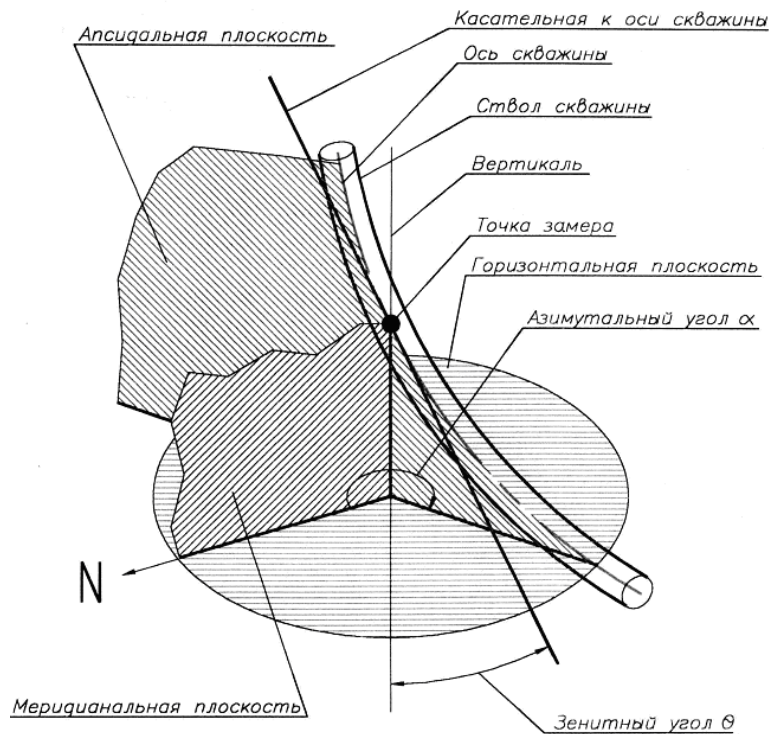


Рисунок 1.10 – Разложение по стволу скважины.

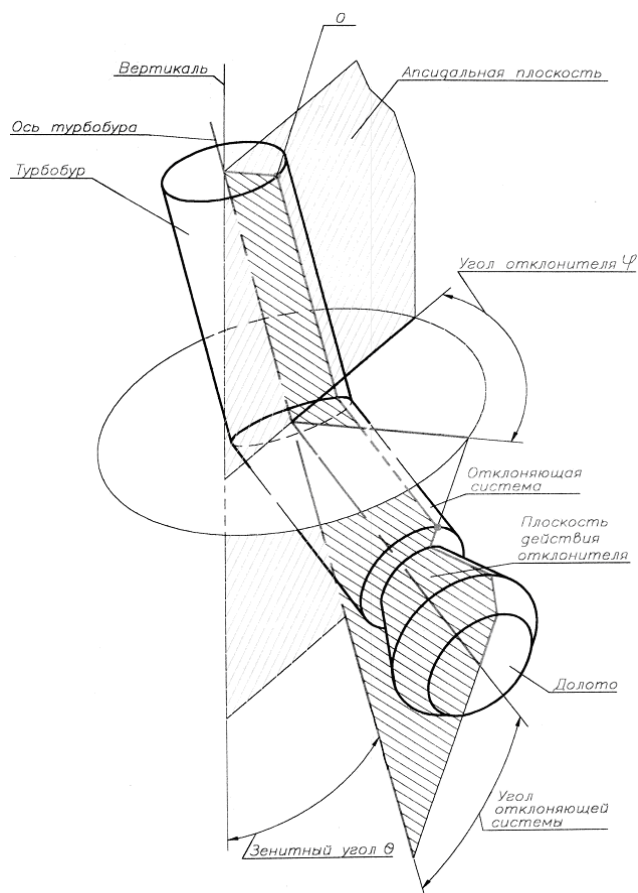


Рисунок 1.11 – Разложение по винтовому забойному двигателю (отклонителю).

Определим понятия используемые для пояснения рисунков:

Меридиональная плоскость – вертикальная плоскость, проходящая через магнитный меридиан.

Апсидальная плоскость – плоскость, проходящая через вертикаль и касательную к оси скважины в точке проведения измерений.

Плоскость действия отклонителя – плоскость, проходящая через ось бурильной колонны до отклонителя и ось бурильной колонны после отклонителя.

Метка «0» отклонителя – метка, находящаяся в плоскости действия отклонителя, нанесенная на корпус отклонителя и показывающая направление действия отклонителя.

Реперная ось отклонителя – перпендикуляр к его оси, проходящий через метку «0» отклонителя, нанесенную на корпус отклонителя.

Метка «0» инклинометра – метка, нанесенная на верхней образующей горизонтально расположенного инклинометра при нулевом показании «Отклонитель».

Реперная ось инклинометра – перпендикуляр к оси инклинометра, проходящий через метку «0» инклинометра.

Азимутальный угол скважины определяется как угол между следами апсидальной и меридиональной плоскостей на горизонтальной плоскости. Зенитный угол определяется как угол между касательной к оси скважины в точке проведения измерений и вертикалью, направленной вниз, отсчет от вертикали. Угол установки отклонителя в градусах определяется как угол между реперной осью инклинометра и апсидальной плоскостью [20].

Кроме собственно зенита, азимута и угла отклонителя передается информация о достоверности замера, которая характеризует точность замера. Приемное оборудование также рассчитывает вероятность правильной дешифрации полученных данных. По этим двум параметрам можно делать выводы о достоверности полученных данных.

Кроме данных инклинометрии телесистема может передавать ряд других параметров, к ним относится служебная информация телеметрической системы необходимая для ее корректного функционирования:

- состояние и параметры автономного источника питания;
- информация о вибрациях, воздействующих на телесистему;
- температура.

В настоящее время все актуальные телесистемы, обеспечивающие измерения в процессе бурения, komponуются инклинометрическим модулем [21].

Примеры беспроводных телеметрических систем, обеспечивающих определение пространственной ориентации ствола скважины в процессе бурения:

- отечественная телеметрическая система *СИБ-2.2* компании «Геофит» на основе электромагнитного канала связи, обеспечивающая измерение зенитного и азимутального углов и угла установки отклонителя (рисунок 1.12). Диапазон основных параметров, измеряемых телесистемой СИБ-2.2: зенитный угол в

пределах от 0° до 180° ; азимутальный угол в пределах от 0° до 360° ; угол установки отклонителя в пределах от 0° до 360° [22].



Рисунок 1.12 – Телеметрическая система СИВ-2.2

Телеметрическая система *СИБ-2.2* предназначена для измерения в процессе бурения азимутального и зенитного углов ствола наклонно-направленной или горизонтальной скважины. Также *СИБ-2.2* используется для измерения угла установки отклонителя в процессе турбинно-роторного и роторного бурения в эксплуатационных и поисково-разведочных скважинах глубиной до 3500 м.

- отечественная бескабельная телесистема *АБТС-ЭМ* компании «БИТАС» предназначена для оперативного управления траекторией ствола наклонно-направленных и горизонтальных скважин в процессе роторного бурения и бурения гидравлическими забойными двигателями с использованием для передачи информации электромагнитного беспроводного канала связи (рисунок – 1.13) [23]. Телесистема *АБТС-ЭМ* выпускается в трех модификациях, отличающихся величиной внешнего диаметра скважинного прибора: *АБТС-ЭМ-106*, *АБТС-ЭМ-120* и *АБТС-ЭМ-172*. Все модификации *АБТС-ЭМ* поддерживают роторное бурение. *АБТС-ЭМ* может применяться при следующих технологических операциях: измерение параметров ствола скважины (зенитный угол, азимут) в статике и в динамике; ориентирование отклонителя на забое при необходимости изменения азимута ствола скважины или его зенитного угла; ориентирование отклонителя на забое в вертикальных скважинах при зарезке ствола по заданному направлению; измерение температуры; измерение вибрации.

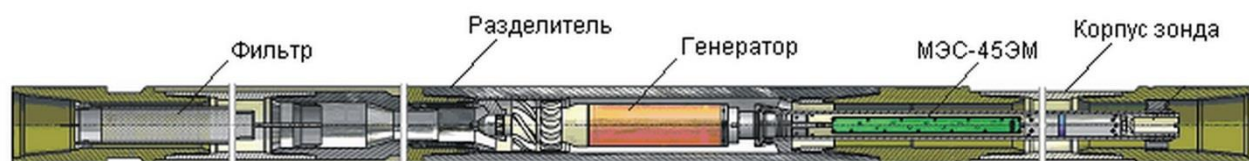


Рисунок 1.13 – Телесистема *АБТС-ЭМ*

- инклинометрический модуль *DDS* для телесистемы *SureShot* компании «APS Technology» (рисунок – 1.14), передача данных осуществляется на основе гидравлического канала связи, благодаря роторному генератору импульсов (пульсатор) представленному рисунке 1.15.



Рисунок 1.14 – Инклинометрический модуль *DDS*



Рисунок 1.15 – Роторный генератор импульсов

Модуль *DDS* предназначен для измерения зенитного и азимутального углов ствола наклонно-направленной или горизонтальной скважины в процессе бурения. Чувствительная часть выполнена на основе трехосного индукционного магнитометра и трех ортогонально расположенных кварцевых акселерометров, сконфигурированных в ударопрочном корпусе [24].

Качественная проводка горизонтальных скважин в сложных геологических условиях не может быть решена только на основе данных инклинометрии [25]. Для литологического расчленения пробуренного разреза, установления геологических маркирующих горизонтов, определения наличия углеводородов необходимо наличие геофизических данных. На практике, для измерения и передачи данных в процессе бурения, в составе телесистемы используют модули

гамма-каротажа и каротажа сопротивления (КС), благодаря которым определяют параметры:

- естественной гамма-активности горных пород;
- удельного электрического сопротивления горных пород.

Для измерения дополнительных параметров устанавливаются соответствующие измерительные модули и телеметрическая система конфигурируется для регистрации и передачи получаемых данных на поверхность [26].

Модуль гамма-каротажа

Датчик регистрирующий гамма-излучения представляет собой модуль, который изготавливается на основе счетчика Гейгера-Мюллера или на основе сцинтилляционного детектора в зависимости от параметров и условий бурения.

Для управления бурением скважин, на основании геологической информации, модуль гамма-каротажа сконфигурирован для выполнения измерений гамма-излучения непосредственно в процессе бурения. Указанная информация может быть использована, в частности, для того, чтобы определить, вышло ли долото за пределы кровли или подошвы продуктивного горизонта [27].

На измерения, осуществляемые при помощи модуля гамма-каротажа, рабочая среда скважины оказывает относительно небольшое влияние, так как измерения обычно осуществляются в скважине калиброванного диаметра и при сравнительно низких объемах бурового раствора при смещении бурильной колонны. Соответствующие поправки могут быть введены в зависимости от плотности бурового раствора, уровней содержания калия и диаметра скважины.

Примеры модулей гамма-каротажа применяемых в нефтяной отрасли:

- модуль гамма-каротажа в процессе бурения разработанный совместно компаниями «Geolink» и НПП «ГЕРС» (рисунок 1.16).



Рисунок 1.16 – Модуль гамма-каротажа компаний «Geolink» и НПП «ГЕРС»

Сборка гамма-модуля представляется в качестве дополнительной функции к стандартной сборке для измерения инклинометрии в процессе бурения скважины [28]. Гамма-модуль производит измерение и запись в блок памяти с частотой 16 секунд, что дает высокую разрешающую способность на высоких скоростях бурения и сохранение данных в случае прерывания канала связи. Передача измеренных данных на поверхность ведется в режиме реального времени приблизительно раз в 1 минуту по гидравлическому каналу связи через модуль инклинометрии (вместе с данными отклонителя). Принцип измерения: сцинтилляционный счетчик повышенной прочности. Единицы измерения гамма-модуля – эквивалентные единицы API (American petroleum institute), которые можно перевести в микрорентгены в час (мкР/час) [28].

- датчик *DGR* компании «Halliburton» представляет собой модуль, который изготавливается из счетчика Гейгера-Мюллера (рисунок 1.17) [29]. Электронные компоненты *DGR* монтируются в изолированном модуле, обеспечивающем

чистый профиль канала. Блок датчика подвергается испытаниям на вибрацию (20 g) и нормально функционирует в условиях, типичных при проведении бурильных работ. Рекомендуемый минимальный период замера составляет 8 секунд, диапазон измерения от 0 до 380 API, точность системы составляет ± 3 API при 50 API, вертикальное разрешение 9 дюймов.



Рисунок 1.17 – Модуль гамма-каротажа *DGR*

Актуальным недостатком применяемых модулей гамма-каротажа является использование одного блока детекторов гамма-излучения, который регистрируется фоновое гамма-излучения горных пород. Как результат, можно судить только о приближении к границам продуктивного горизонта или об их пересечении, но невозможно обеспечить контроль позиционирования бурового инструмента относительно границ продуктивного горизонта.

Модуль каротажа сопротивления

Чувствительный элемент, в модуле каротажа сопротивления (КС), представляет собой высокочастотный индукционный датчик удельного электрического сопротивления (УЭС). Обычно этот датчик включает три или четыре радиочастотных передатчика и пару приемных антенн [30].

Модуль КС измеряет как фазовый сдвиг, так и затухание на каждом из расстояний между передатчиками и приемниками. Это формирует шесть или восемь различных диаграмм удельного электрического сопротивления с отличающимися исследуемыми мощностями пласта. Пласт вызывает фазовый сдвиг и затухание амплитуды сигнала. Сигнал принимают обе антенны: и дальнего, и ближнего приема. Разности фаз и амплитуд, принимаемых дальней и ближней антеннами, являются основными измерениями, производимыми данным датчиком. В наклонно-направленных и вертикальных скважинах модуль КС

хорошо выделяет тонкие песчаные пласты, окруженные перекрывающими породами. Измерение УЭС до проникновения фильтрата бурового раствора в пласты, при бурении горизонтальных скважин, улучшает идентификацию поверхностей водонефтяного контакта так же, как и обнаружение подвижных углеводородов [31]. Множественные измерения удельного электрического сопротивления обуславливают различные виды интерпретации. Особенно полезно сравнения данных УЭС полученных в процессе бурения, со значениями при каротаже, выполненном спустя значительное время после бурения, когда пласты глубоко пропитаны фильтратом бурового раствора.

1.3 Выводы по главе 1

1. Анализ отечественных и зарубежных средств измерений геофизических и технологических параметров показывает то, что в настоящее время актуальны телеметрические системы модульного исполнения, которые помимо регистрации инклинометрических параметров производят геофизические замеры, непосредственно в процессе бурения.

2. Существующие, на данный момент, геофизические модули телесистемы не обеспечивают предупреждение пересечений границ продуктивного горизонта, в процессе бурения горизонтальных скважин, ввиду отсутствия контроля позиционирования бурового инструмента относительно границ продуктивного горизонта.

3. Актуальные, на данный момент, телеметрические системы с электромагнитным каналом связи позволяют проводить скважины глубиной до 3 км.

ГЛАВА 2

ГАММА-МЕТОД И МОДЕЛИРОВАНИЕ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ГАММА-ИЗЛУЧЕНИЯ В ГОРНОЙ ПОРОДЕ НА ПРИМЕРЕ ПРОДУКТИВНОГО ГОРИЗОНТА

Среди существующих методов геофизических исследований скважин для выделения продуктивных горизонтов и литологического расчленения разреза горных пород качественно выделяется метод гамма-каротажа (гамма-метод) и метод потенциалов собственной поляризации горных пород (метод ПС).

Метод ПС основан на регистрации естественных электрических полей в скважине. Естественные поля возникают благодаря электрической активности диффузионно-адсорбционного, окислительно-восстановительного, электродного и фильтрационного характера [32-34]. В результате этих процессов возникают диффузионно-адсорбционные, окислительно-восстановительные, электродные и фильтрационные потенциалы. Величина и знак перечисленных потенциалов определяется соотношениями минерализации пластовых вод и фильтрата промывочной жидкости, минеральным составом и структурой горных пород и другими факторами. Измерение потенциалов естественного электрического поля дает возможность получать информацию о литологии разреза скважин, коллекторских свойств пород, о наличии в них полезных ископаемых.

Недостатком использования метода ПС в процессе бурения скважины является недостаточное время для проникновения фильтрата бурового раствора в горную породу и образования диффузионно-адсорбционного, окислительно-восстановительного и фильтрационного потенциалов.

Гамма-метод основан на регистрации интенсивности гамма-излучения, возникающего при самопроизвольном распаде радиоактивных элементов и продуктов их распада. Гамма-метод применяется для литологического расчленения различных типов горных пород, выделения полезных ископаемых и корреляции разрезов скважин, сложенных терригенными отложениями, дифференцируя последние по содержанию в них глинистого материала, что

позволяет оценивать коллекторские свойства пластов в нефтяных, газовых и гидрологических скважинах [32, 35, 36].

При определении глинистости пород в скважинах с буровым раствором повышенной минерализации метод ГК обладает неоспоримым преимуществом перед методом ПС, так как его показания, в отличие от метода ПС, не зависят от минерализации бурового раствора и пластовых вод.

В нефтегазовой отрасли продуктивным горизонтом является выдержанный по площади пласт-коллектор (или группа пластов-коллекторов) внутри нефтегазоносного комплекса с единой гидродинамической системой, содержащий подвижные углеводороды в свободной фазе и способный их отдавать в количествах, имеющих промышленное значение. Как правило, продуктивный горизонт, сложен песчаником или кавернозно-трещиноватыми известняками и перекрыт пластами непроницаемых пород (глинистые сланцы). Для обеспечения контроля позиционирования бурового инструмента в процессе бурения по продуктивному горизонту предлагается использовать гамма-метод.

2.1 Теория гамма-метода

Естественная радиоактивность – самопроизвольное превращение неустойчивых атомных ядер химических элементов в ядра других химических элементов, сопровождающееся испусканием альфа-, бета- и гамма-излучения. Основными радиоактивными рядами, тяжелых элементов являются ряды урана-238, урана-235, тория-232 [37]. Так же существуют одиночные радионуклиды, радиоактивный распад которых ограничивается одним актом превращений. Одним из наиболее распространенных одиночных радионуклидов является калий-40. В целом в горных породах повышены концентрации трех радиоактивных элементов: урана-238 ($2,5 \cdot 10^{-4}$ %), тория ($1,3 \cdot 10^{-3}$ %) и калия-40 (2,5%).

2.1.1 Гамма-излучение

Гамма-излучение – самопроизвольный процесс перехода ядра химического элемента из возбужденного состояния в основное, или менее возбужденное,

сопровождается испусканием электромагнитного излучения. Альфа- и бета-распады сопровождаются испусканием гамма-квантов [38]. Энергетические уровни в ядре имеют строго определенные значения, а кинетическая энергия альфа- и бета-частиц очень велика (МэВ) и для того, чтобы ядро пришло в стабильное энергетическое состояние, распады сопровождаются испусканием гамма-квантов. Энергия гамма-квантов определяется разностью энергий между стабильным энергетическим уровнем ядра и уровнем энергии после испускания частицы. Энергетический спектр гамма-излучения для каждого изотопа строго индивидуален и имеет определенные энергии. Естественные радиоактивные элементы после альфа-распада обычно испускаются гамма-кванты с энергией не выше 0,5 МэВ, после бета-распада, энергия гамма-кванта может быть больше и достигает (2 - 2,5) МэВ, источником гамма-квантов являются процессы, происходящие в самом ядре.

2.1.2 Взаимодействие гамма-излучения с веществом.

Распространяясь в веществе, гамма-кванты взаимодействуют с электронами и ядрами атомов, а также с кулоновским полем, окружающим электроны и ядра атомов.

Для распространения гамма-излучения в горной породе характерно взаимодействие с электронами атомов, такими как:

- фотоэлектрическое поглощение (фотоэффект) на электронах внутренних оболочек атома;
- поглощение гамма-кванта в процессе образования электронно-позитронных пар в кулоновском поле электронов и ядра;
- неупругое рассеяние гамма-кванта на электронах (эффект Комптона);
- упругое рассеяние гамма-кванта на электронах (эффект Томсона).

Фотоэффект – процесс взаимодействия гамма-кванта с электроном, при котором электрону передается вся энергия гамма-кванта, в результате электрон выбрасывается за пределы атома с кинетической энергией:

$$E_e = E_\gamma - I_i, \quad (2.1)$$

где E_γ – энергия гамма-кванта,

I_i – потенциал ионизации i -оболочки атома.

Освободившееся место на электронной оболочке заполняется электронами с вышерасположенных орбит. Чем выше энергия связи электрона с атомом, по сравнению с энергией гамма-кванта, тем более вероятен фотоэффект [38].

Электронно-позитронные пары образуются, когда вся энергия электрона или кванта в кулоновском поле ядра передается образующей паре электрон-позитрон. Энергия покоя пары равна:

$$2m_e c^2 = 1022 \text{ КэВ}, \quad (2.2)$$

где m_e – масса электрона,

c – скорость света.

Энергия покоя совпадает с пороговой энергией гамма-кванта, при которой начинается образование электронно-позитронной пары в поле ядра. При образовании пары в кулоновском поле электрона пороговая энергия гамма-кванта повышается до:

$$4m_e c^2 = 2044 \text{ КэВ}. \quad (2.3)$$

При гамма-кортаже используются гамма-кванты с энергией до 3 МэВ, можно сделать вывод, что роль образования электронно-позитронных пар при поглощении гамма-квантов пренебрежимо мала [38].

Комптоновское рассеяние это неупругого рассеяния гамма-кванта на свободном электроны, когда в результате взаимодействия рассеянный гамма-квант имеет меньшую энергию, чем первичный. Возникает в тех случаях, когда энергия гамма-квантов во много раз превосходит энергию связи электрона в атоме. При энергиях от 0,05 до 10 МэВ эффект комптоновского рассеяния является преобладающим видом взаимодействия гамма-квантов с веществом.

$$E'_\gamma = \frac{E_\gamma}{1 + E_\gamma(1 + \cos\theta)/mc^2}, \quad (2.4)$$

где E_γ – первичный гамма-квант,

E'_γ – рассеянный гамма-квант,

θ – угол рассеяния.

Из формулы (2.4) следует, что максимальная энергия гамма-кванта, после рассеяния на электроне, при $\theta = 0^\circ$, а минимальная – при $\theta = 180^\circ$.

Томсоновское рассеяние происходит в тех случаях, когда энергия гамма-кванта до взаимодействия с веществом равна энергии гамма-кванта после взаимодействия, процесс идет без потери энергии гамма-кванта:

$$E_\gamma = E'_\gamma. \quad (2.5)$$

Томсоновское рассеяние преобладает при:

$$E_\gamma \ll m_e c^2, \quad (2.6)$$

когда энергия гамма-кванта сопоставима с энергией связи электрона [38].

2.1.3 Гамма-излучение горных пород

Гамма-метод основан на измерении естественной радиоактивности горных пород, такое естественное гамма-излучение испускается радиоактивными элементами, содержащимися в горных породах, главным образом калием (K), торием (Th) и ураном (U). Калий и торий абсорбируются в глинистых породах – сланцах (аргиллит, иллит, каолинит и монтмориллонит), уран может присутствовать в песках, сланцах и в некоторых углеводородных породах [37]. Радиоактивное излучение калия является ярко выраженным, с единственным значением энергии в 1,46 МэВ. Торий и уран испускают радиоактивное излучение в определенном диапазоне энергий, но с определенной пиковой частотой. Эти пики характеризуются тем, что они особенно четко отслеживаются на энергетических уровнях в 2,62 МэВ для тория и в 1,7 МэВ урана (рисунок 2.1).

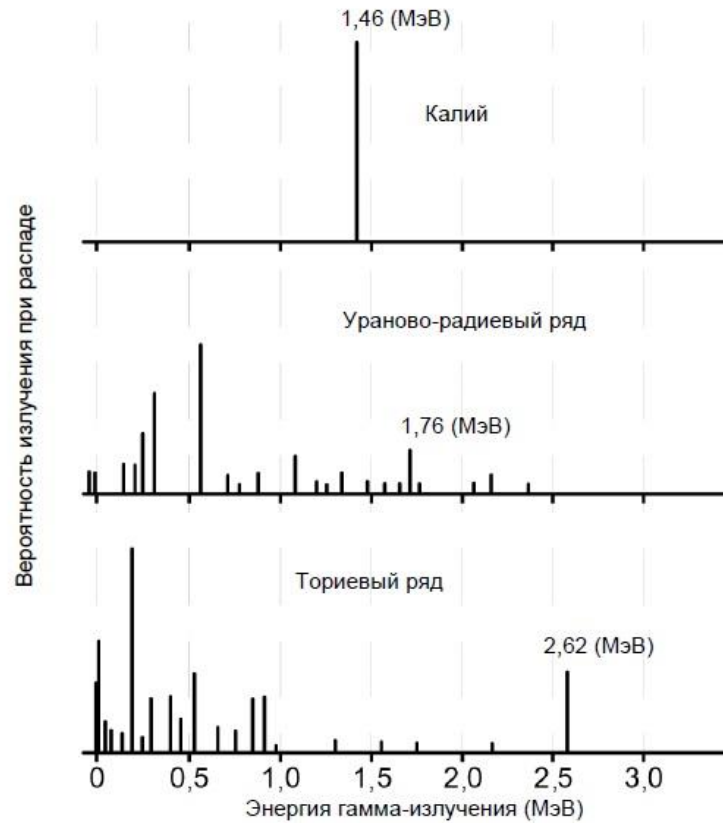


Рисунок 2.1 – Спектр гамма-излучения

Рассмотрим гамма-излучение различных горных пород.

Сланцы, глинистые сланцы представляют собой смесь минералов и илистых отложений, залегающих в среде, характеризующейся повышенной радиоактивностью, в связи со способностью глинистых минералов сорбировать радиоактивные элементы. Твердые частицы в типичном сланце по приблизительной оценке могут включать 50 % глины (калий и торий), 25 % кремния, 10 % полевого шпата, 10 % карбонатов и 2 % органических материалов. Сланцы достаточно равномерно распределяются в осадочных породах, что позволяет производить замеры с постоянной точностью. Мощность дозы гамма-излучения зависит от степени заглинизованности и плотности породы, и варьируется от 10 до 25 мкР/ч.

В общем случае, **продуктивный горизонт** (пористый пласт-коллектор) характеризуется наличием песчаников (SiO_2), известняков (CaO_3) или доломита (CaMgCO_2). В чистом, свободном от глины коллекторе, гамма-излучение будет

довольно низким, но, тем не менее, не нулевым, поскольку в нем присутствует некоторое количество радиоактивных включений. Если в коллекторе присутствует глина, уровень гамма-излучения будет находиться в пределах между нулевой зоной и значениями интенсивности гамма излучения в сланцах. Мощность дозы гамма-излучения зависит от пористости породы и примесей глинистых минералов, и варьируется от 3 до 8 мкР/ч.

Соли. Каменная соль представляет собой кристаллическую соль (NaCl), в которой практически не имеется радиоактивных включений. Интенсивность гамма-излучения соли практически нулевая, тоже самое характерно для углей, ангидрита и гипса. Мощность дозы гамма-излучения $\approx 1,5$ мкР/ч.

Слои с интенсивным гамма-излучением. Высокорадиоактивные зоны или "горячие" слои, как правило, представляют собой тонкие пласты, образующиеся в результате особых условий формирования отложений в процессе вулканической деятельности, мощность дозы гамма-излучения от 30 мкР/ч и выше.

Зоны избыточного давления. В зонах избыточного давления, характеризующихся меньшим количеством материнских пород, уменьшается интенсивность гамма-излучения, но влияние этого эффекта минимально. Гамма-излучение не является достаточно эффективным средством измерений в условиях избыточного давления – предпочтительней использовать механическую скорость проходки.

Теоретические основы гамма-метода отражают две его стороны: литолого-геохимическую (закономерности распределения источников естественного гамма-излучения в горных породах) и физическую (закономерности генерации и распространения гамма-квантов в неоднородно-излучающей и неоднородно-поглощающей системе скважина-пласт). Эти два обстоятельства одновременно определяют и высокую информативность метода, и трудности петрофизической интерпретации результатов фоновых измерений.

Оценка возможности позиционирования бурового инструмента относительно кровли и подошвы продуктивного горизонта на основе гамма-метода невозможна без модели распространения гамма-излучения в горной породе.

2.2 Моделирование распространения гамма-излучения в горной породе на примере продуктивного горизонта месторождений Западной Сибири

Активность (a) одного кубического метра вещества называется удельной объемной активностью. Отношение удельной объемной активности к плотности вещества (δ) называют удельной массовой активностью:

$$a_m = \frac{a}{\delta}. \quad (2.7)$$

На практике используют удельную объемную концентрацию (Q_j), определяющую содержание j -го естественного радиоактивного элемента (ЕРЭ) в граммах в 1 см^3 и относительную величину – удельную массовую концентрацию (q_j):

$$q_j = \frac{Q_j}{\delta}. \quad (2.8)$$

Для оценки распространения гамма-излучения в горной породе необходимо найти зависимость интенсивности гамма-излучения от содержания ЕРЭ в пласте, вмещающих породах и промежуточных зонах – скважине и буровом инструменте. При приближенном решении поставленной задачи, учитывают многократное рассеяние гамма-квантов, вводя фактор накопления (B). Поток излучения в любой точке считают созданным отдельными элементарными объемами, детектор точечным, а источники равномерно распределенными в областях кусочно-однородной среды.

Плотность потока излучения кусочно-однородного пространства равна:

$$\Phi_j = \frac{1}{4\pi} \sum_i a_j B_j \int \exp[-\sum_i \mu_{ij} \Delta l_i] \frac{dV}{(r-r_1)^2}, \quad (2.9)$$

где Φ_j – плотность потока излучения,

a_j – удельная объемная активность j -го ЕРЭ,

B_j – фактор накопления j -го ЕРЭ,

μ_{ij} – коэффициент ослабления излучения j -го ЕРЭ в i -й среде, расположенной между точками r и r_1 ,

Δl_i – расстояние между точками r и r_1 в i -й среде.

Плотность потока излучения для однородной среды с точечным детектором в начале координат выглядит следующим образом:

$$\Phi_j = \frac{B_j a_j}{4\pi} \int_0^\infty \frac{e^{-\mu_j r}}{r^2} 4\pi r^2 dr = \frac{B_j a_j}{\mu_j}, \quad (2.10)$$

так как

$$a_j = \frac{\lambda_{pj} N_j}{dV}; \quad (2.11)$$

$$\frac{N_j}{dV} = \frac{N_A Q_j}{A_j \mu_j}, \quad (2.12)$$

$$\mu_{mj} = \frac{\mu_j}{\delta}; \quad (2.13)$$

и учитывая выражение (2.8) получаем:

$$\Phi_j = \frac{B_j \lambda_{pj} N_A q_j}{A_j \mu_{mj}}, \quad (2.14)$$

где λ_{pj} – параметр распада j -го ЕРЭ,

N_j/dV – число ядер j -го ЕРЭ в единице объема,

N_A – число Авогадро,

A_j – атомная масса j -го ЕРЭ,

Q_j – объемная концентрация j -го ЕРЭ,

μ_{mj} – массовый коэффициент ослабления излучения j -го ЕРЭ.

Интенсивность излучения в однородной среде содержащей j -й ЕРЭ:

$$I_j = c_j \Phi_j = \frac{c_j B_j \lambda_{pj} N_A q_j}{A_j \mu_{mj}}, \quad (2.15)$$

где c_j – аппаратная постоянная.

Введем коэффициент концентрационной чувствительности, который характеризует отклик детектора на излучение единицы удельной массовой концентрации j -го ЕРЭ:

$$C_j = \frac{c_j B_j \lambda_{pj} N_A}{A_j \mu_{mj}} \quad (2.16)$$

и получим интенсивность излучения в однородной среде содержащей j -й ЕРЭ в более компактной форме:

$$I_j = C_j q_j. \quad (2.17)$$

Основными ЕРЭ испускающими гамма-кванты в горных породах являются уран, торий и калий – получим суммарную интенсивность гамма-излучения горных пород:

$$I_\gamma = C_U \sum q_j e_{Uj}, \quad (2.18)$$

так как

$$I_\gamma = \sum I_j, \quad (2.19)$$

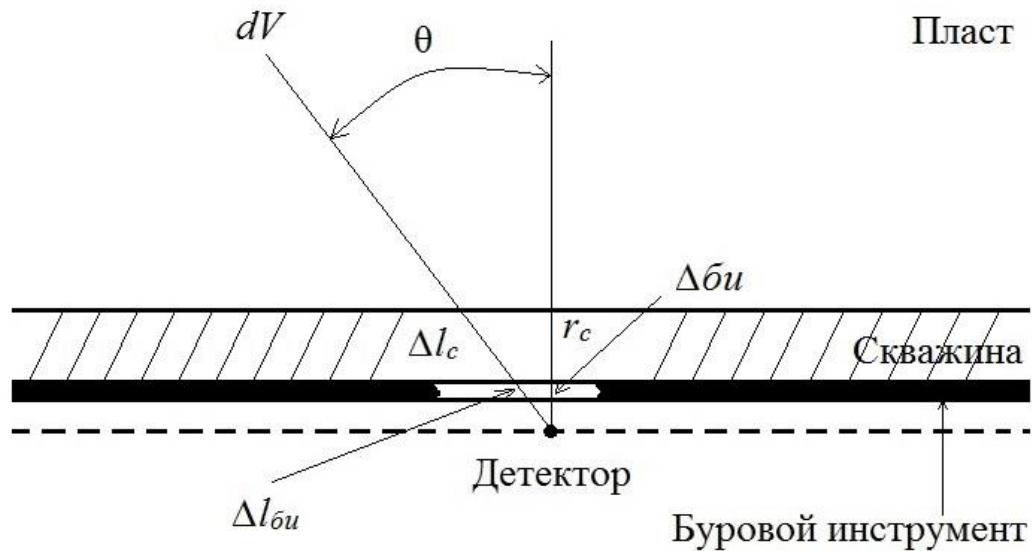
где C_U – коэффициент концентрационной чувствительности по урану,

q_j – удельная концентрация урана, тория и калия,

e_{Uj} – урановый эквивалент единичной концентрации урана, тория и калия.

Для кусочно-однородной среды, содержащий пласт бесконечной мощности (рисунок 2.2), плотность потока излучения равна сумме плотностей потоков, обусловленных пластом, скважиной и буровым инструментом:

$$\Phi = \Phi_{\text{пл}} + \Phi_c + \Phi_{\text{би}}. \quad (2.20)$$



θ – угол рассеяния гамма-кванта, r_c – радиус скважины, $\Delta l_{\text{би}}$ – толщина стенки бурового инструмента, Δl_c – расстояние, которое проходит гамма-квант в скважине при рассеивании под углом θ , $\Delta l_{\text{би}}$ – расстояние, которое проходит гамма-квант в буровом инструменте при рассеивании под углом θ

Рисунок 2.2 – Регистрация гамма-излучения

В сферической системе координат:

$$\Delta l_c = \frac{r_c}{\cos \theta}; \quad (2.21)$$

$$\Delta l_{\text{би}} = \frac{\Delta_{\text{би}}}{\cos \theta}; \quad (2.22)$$

$$\Delta l_{\text{пл}} = r - \frac{(r_c + \Delta_{\text{би}})}{\cos \theta}. \quad (2.23)$$

Поток излучения пласта ($\Phi_{\text{пл}j}$), содержащего j -й ЕРЭ равен:

$$\Phi_{\text{пл}j} = \frac{B_{\text{пл}j} a_{\text{пл}j}}{\mu_{\text{пл}j}} G(\Delta) = \frac{B_{\text{пл}j} \lambda_{\text{пл}j} N_A q_{\text{пл}j}}{A_j \mu_{\text{пл}j}} G(\Delta), \quad (2.24)$$

где

$$G(\Delta) = \int_0^{\pi/2} \sin \theta \exp\left(\frac{-\Delta}{\cos \theta}\right) d\theta; \quad (2.25)$$

$$\Delta = \Delta_{\text{би}} \mu_{\text{би}j} + r_c \mu_{c j}. \quad (2.26)$$

На практике, в общем потоке гамма-квантов в продуктивном горизонте, относительное количество первичных гамма-квантов с низкой энергией намного меньше, чем многократно рассеянных. Для многократно рассеянных гамма-квантов, максимум спектра, расположен в диапазоне энергий (70-130) кэВ и определяется по значению эффективного атомного номера горной породы. В спектре бесконечной излучающей среды, доля первичного гамма-излучения, в диапазоне энергий свыше 900 кэВ составляет (55-90) %, в диапазоне (300-900) кэВ составляет (30-35) %, а в диапазоне энергии (20-300) кэВ не превышает 3 %. На основе соотношений интенсивности потоков гамма-квантов в перечисленных энергетических диапазонах, можно сделать вывод, что относительная доля рассеянных гамма-квантов в спектре горных пород достигает до 80 % [39-45].

В таких условиях, расчеты интенсивности гамма-излучения горных пород в приближении однородной среды становятся менее эффективными. В данном случае распределение потока естественного гамма-излучения стоит рассматривать в диффузионное приближение, которое описывает распространения гамма-квантов в среде, как процесс их диффузии.

В диффузионном приближении, распределение потока естественного гамма-излучения для двухслойной среды с цилиндрической границей раздела от единичного активного пласта мощностью (h), выражается формулой:

$$\Phi_{(r,x,h)} = \Phi_{\infty} f_{(x,h)} \varphi_{(r)}, \quad (2.27)$$

где Φ_{∞} – плотность потока гамма-квантов в активной бесконечной среде,

$f(x, h)$ – функция влияния активного пласта,

$\varphi(r)$ – функция влияния скважины.

Функция влияния пласта имеет следующий вид:

$$f(x, h) = \begin{cases} sh(h/2L)\exp(-x/L), & x \geq h/2 \\ 1 - ch(x/L)\exp(-h/2L), & x \leq h/2 \end{cases} \quad (2.28)$$

где L – длина диффузии гамма-квантов в породе,

x – расстояние от источника до точки измерения,

sh – функция гиперболического синуса,

ch – функция гиперболического косинуса.

Описать функцию влияния скважины в аналитическом выражении при диффузионном приближении очень сложно, поэтому вводят поправочные коэффициенты поглощения излучения в буровом растворе.

Длиной диффузии естественного гамма-излучения называют длину переноса гамма-излучения с замедлением энергии гамма-квантов от некоторой начальной энергии (E_0), до средней энергии, с которой гамма-кванты испытывают фотопоглощения в среде. Спектральное распределение энергии определяется первичным источником излучения. Среднее значение энергии гамма-кванта уран-радиевой среды (0,86 МэВ) принято в качестве начальной энергии естественного гамма-излучения горных пород. Средняя энергия фотопоглощения, равная максимуму спектрального распределения энергии многократно рассеянных в среде гамма-квантов, определяется по формуле:

$$E_{\phi} = 3(16 + \bar{z}) \text{ кэВ}, \quad (2.29)$$

где \bar{z} – эффективный атомный номер среды.

На основании изложенного, распределение гамма-квантов в горной породе можно охарактеризовать дифференциальными уравнениями в частных производных [46]. Интерактивная среда COMSOL Multiphysics использует конечно-элементный метод расчета. Поскольку физические режимы уже встроены в программу, задача исследователя сводится к правильному определению коэффициентов PDE (Partial Differential Equation) и моделированию объекта

исследования. В данном случае процесс распространения гамма-квантов можно описать уравнением диффузии, которое является приближением транспортного уравнения Больцмана. Эффективная длина диффузии (переноса) гамма-излучения является основным параметром диффузионного приближения и зависит от поглощающих и рассеивающих свойств горной породы. Поглощающие и рассеивающие свойства среды определяется плотностью и эффективным атомным номером минералов, слагающих горные породы. Недостатком данного приближения является сложность учета влияния диаметра скважины и бурового раствора на форму аномалий гамма-излучения. Для учета данных аномалий вводят поправочные коэффициенты поглощения излучения в буровом растворе.

Уравнение диффузии гамма-квантов представляет собой совокупность дифференциальных уравнений в частных производных для групп гамма-квантов с различной энергией. Для решения описанной выше задачи использовался модуль PDE Modes программного пакета COMSOL Multiphysics. В нем было выбрано классическое уравнение Пуассона, которое позволяет моделировать точечный источник в начале системы координат, а также позволяет задавать характеристики среды.

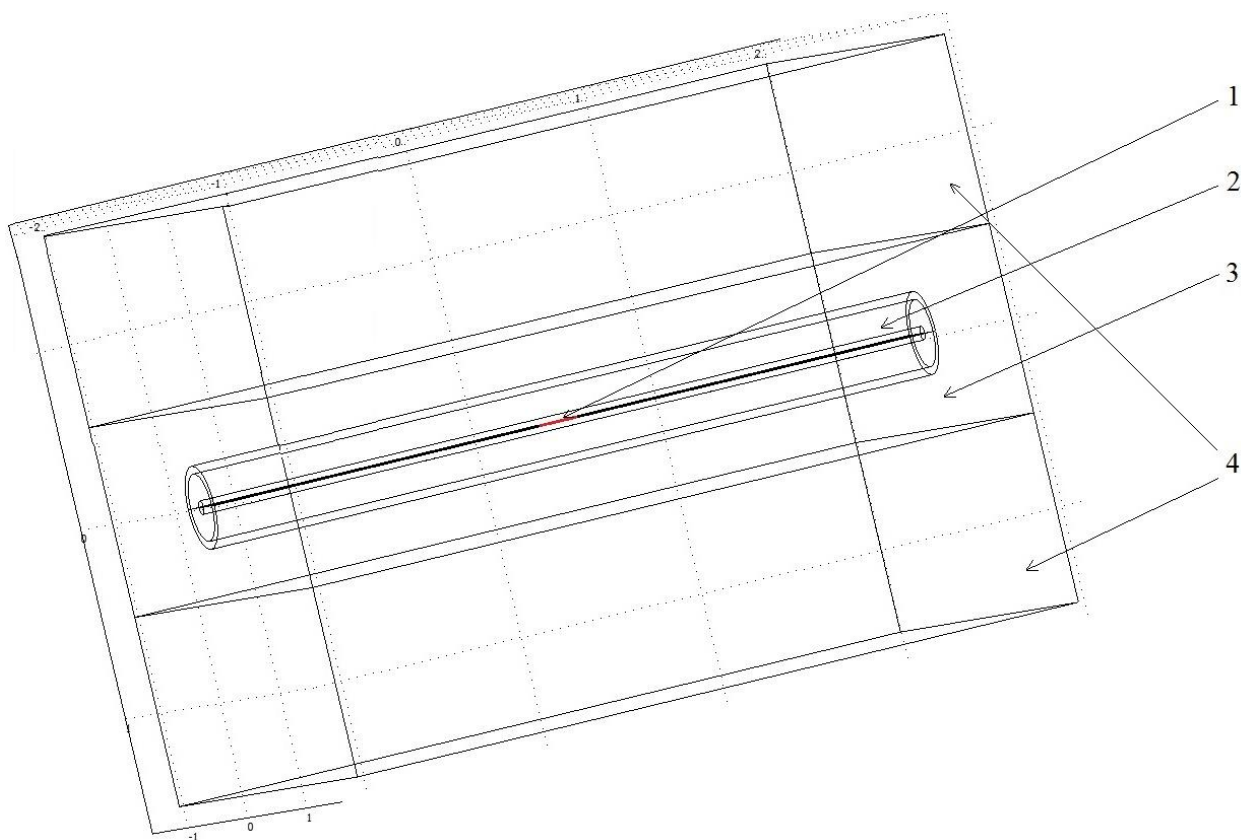
Представим систему уравнений диффузии для плотности потока гамма-квантов в многогрупповом приближении (в данном приближении 2 группы) для продуктивного горизонта (Среда I) и перекрывающих непроницаемых пород (Среда II).

Среда I

$$\begin{aligned}
 D_1^I \nabla^2 \Phi_1^I - \Sigma_{a1}^I \Phi_1^I + Q \delta(x, y, z, E) &= 0 \\
 D_2^I \nabla^2 \Phi_2^I - \Sigma_{a2}^I \Phi_2^I + \Sigma_{s1}^I \Phi_1^I &= 0 \\
 \\
 D_5^I \nabla^2 \Phi_5^I - \Sigma_{a5}^I \Phi_5^I + \Sigma_{s4}^I \Phi_4^I &= 0 \quad .
 \end{aligned} \tag{2.30}$$

Граничное условие на детекторе:

$$\Phi_n = 0, \quad n = 1, 2, \dots, 5. \tag{2.31}$$



1 – сцинтилляционный детектор гамма-излучения, 2 – буровой инструмент, 3 – пласт-коллектор (среда I), 4 – перекрывающиеся толщи (среда II).

Рисунок 2.3 – Трехмерная модель продуктивного пласта в процессе бурения

Так же задан диаметр скважины, околоскважинное пространство занято промывочной жидкостью (буровой раствор, плотность – 1.15 г/см^3). По представленной 3D модели сгенерирована сетка для области расчета, количество конечных элементов составило 32654. Расчёт интенсивности испускания горными породами гамма-квантов соответствует мощности дозы гамма-излучения горных пород (единицы измерения мкР/ч) и построена трехмерная модель распределения гамма-активности в продуктивном горизонте (рисунок 2.4).

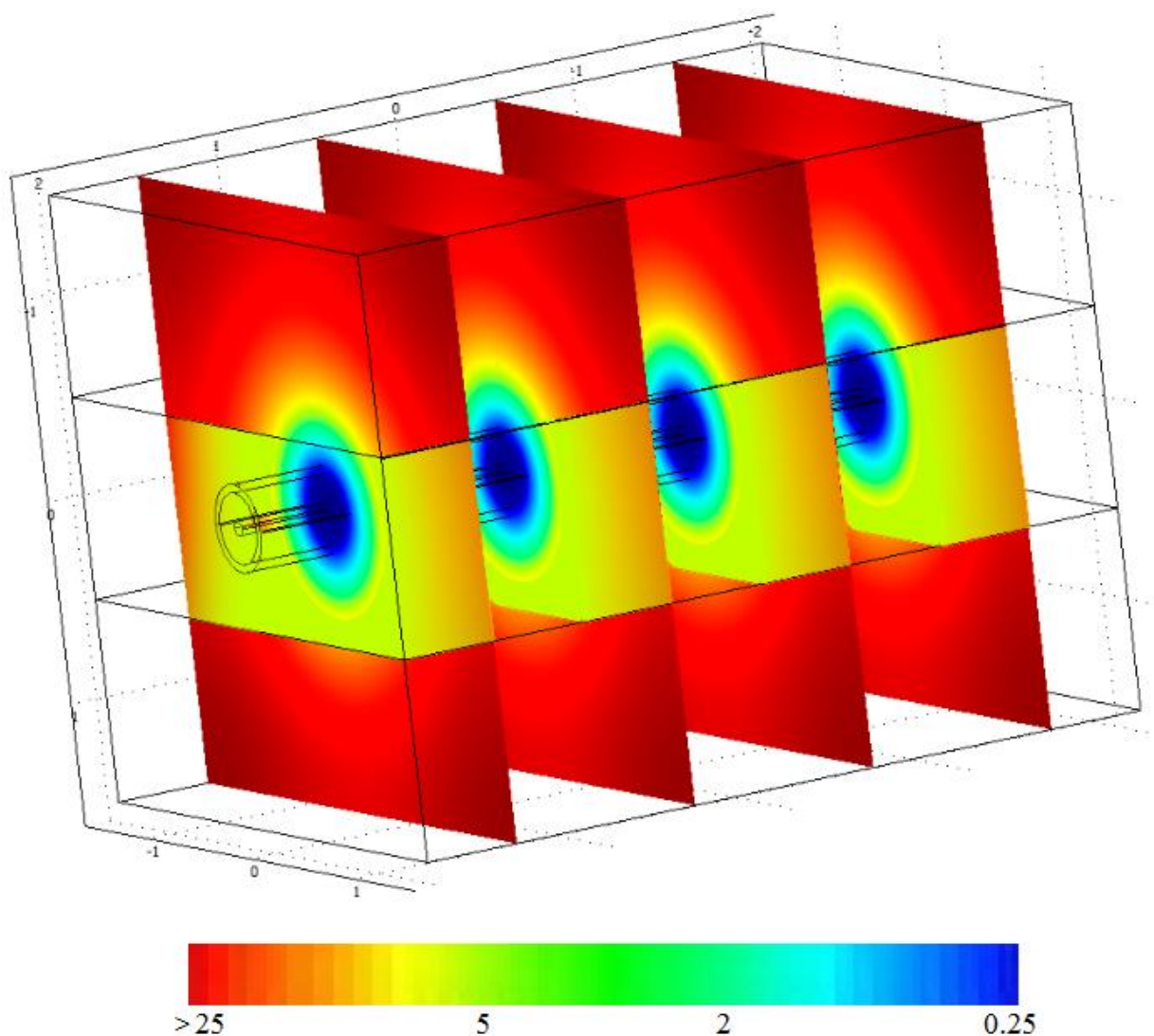


Рисунок 2.4 – Трехмерная модель распределения гамма-активности (мкР/ч) в продуктивном горизонте

Полученная модель распределения радиоактивности свидетельствует о том, что детектор гамма-излучения, включенный в состав компоновки низа бурильной колонны, находясь в центре продуктивного пласта, будет выдавать минимальные значения гамма активности, сопоставимые со значениями естественной радиоактивности пласта-коллектора. При контакте со средой энергия гамма-излучения ослабляется тем больше, чем больше плотность среды. По анализу значений гамма-активности в продуктивном горизонте и внутри НУБТ (НУБТ-178, плотность $7,2 \text{ г/см}^3$) можно сделать вывод, что НУБТ ослабляет гамма-излучение в два раза.

Так же стоит отметить воздействие рабочей среды на гамма-излучения:

- ослабление гамма-излучения в околоскважинном пространстве связано с влиянием бурового раствора. Барит ($BaSO_4$) широко применяется в качестве вещества, повышающего плотность буровых растворов. Поскольку барит представляет собой материал с повышенной плотностью (приблизительно $4,5 \text{ г/см}^3$), чувствительность к гамма-излучению уменьшается по мере увеличения плотности бурового раствора.

- По мере того, как расстояние между детектором и стенкой скважины уменьшается, возрастает количество зарегистрированных импульсов гамма-излучения, и наоборот. Это может иметь место при установке детектора другого диаметра, когда диаметр скважины при этом остается неизменным.

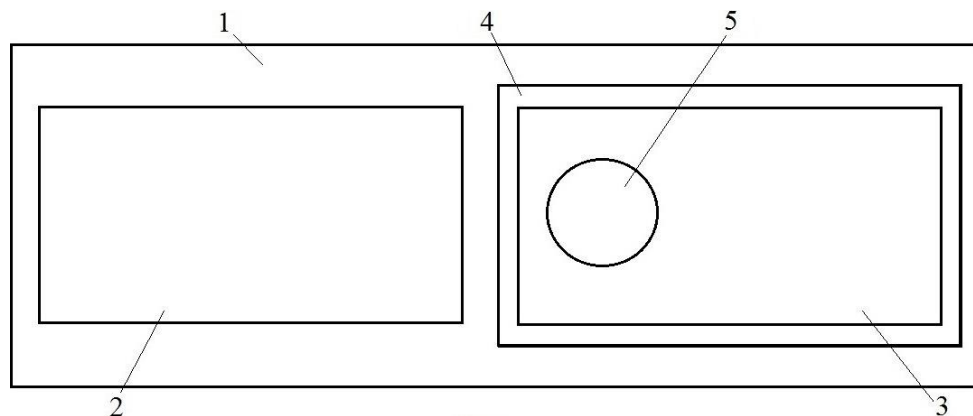
- Поскольку гамма-излучение элементов в пласте носит случайный характер, слишком короткий период замера может оказаться недостаточным для определения статистически точной величины в промежутках между замерами, в результате чего выдается кривая, не отображающая реальной картины. Слишком длительный период замеров может привести к размытию границ подстилающей породы за счет усреднения слишком большого числа импульсов в одной точке данных, в результате чего выдается кривая с невыраженными характеристиками.

В целом, можно сказать, что сцинтилляционный детектор измеряет радиоактивное излучение естественного происхождения, испускаемое в пределах 50 см зоны (в горизонтальном и в вертикальном направлении) местонахождения детектора, с учетом влияния на показания НУБТ и бурового раствора.

В процессе приближения бурового инструмента к границам пласта-коллектора значения гамма-активности будут резко возрастать, достоверно определить положение бурового инструмента относительно границы пласта-коллектора, с помощью одной лишь регистрации фоновой интенсивности гамма-излучения, невозможно.

На основе полученной модели распределения радиоактивности в продуктивном горизонте предложена конструкция проектируемого устройства контроля положения бурового инструмента содержащий установленные в

защитном кожухе основной (фоновый) и направленный детекторы интенсивности гамма-излучения. Направленный детектор гамма-излучения помещен в свинцовый корпус с окном для регистрации интенсивности гамма-излучения по направлению бурения, которое расположено на оси угла перекоса забойного двигателя (рисунок 2.5) [47].



1 – защитный кожух, 2 – основной (фоновый) детектор гамма-излучения, 3 – направленный детектор гамма-излучения, 4 – свинцовый корпус, 5 – окно

Рисунок 2.5 – Схема конструкции устройства контроля положения бурового инструмента

В процессе горизонтального бурения регистрация гамма-излучения осуществляется основным детектором, на показания которого влияет фоновое гамма-излучение горных пород. По мере приближения бурового инструмента к границам продуктивного горизонта фоновое гамма-излучение будет возрастать, благодаря влиянию плотных перекрывающих пород (глин). Для определения положения бурового инструмента относительно границ продуктивного горизонта, необходимо произвести регистрацию гамма-излучения горных пород направленным детектором в процессе поворота бурового инструмента вокруг своей оси. Максимальные значения гамма-активности в секторе поворота будут соответствовать направлению, в котором находится граница продуктивного горизонта. Исходя из анализа полученных данных, необходимо скорректировать направление бурения, для предотвращения пересечения границ продуктивного

горизонта. После отдаления от границы продуктивного горизонта продолжить регистрацию фонового гамма-излучения основным детектором [48].

2.3 Выводы по главе 2

1 Продуктивный горизонт (пористый пласт-коллектор), содержащий подвижные углеводороды в свободной фазе, перекрыт пластами непроницаемых пород (плотные сланцы). Актуальным методом для контроля положения бурового инструмента относительно границ продуктивного горизонта является метод, основанный на регистрации интенсивности естественного гамма-излучения горных пород, которая пропорциональна плотности излучающей осадочной горной породы.

2 Исходя из физических аспектов распространения гамма-излучения в горной породе, при выборе детектора необходимо учесть, что основная доля интенсивности гамма-излучения (95 %) приходится на диапазон энергий гамма-квантов от 0,05 до 3 МэВ.

3 Моделирование распространения гамма-излучения в осадочной горной породе позволило определить что, по мере приближения бурового инструмента к границам пласта-коллектора значение гамма-активности горных пород будет резко возрастать, достоверно определить нахождения границы пласта-коллектора относительно бурового инструмента, с помощью одной лишь регистрации фоновой интенсивности гамма-излучения горных пород, невозможно.

4 В совокупности с регистрацией фоновой интенсивности гамма-излучения горных пород, для обеспечения контроля позиционирования бурового инструмента относительно границ продуктивного горизонта, необходима регистрация интенсивности гамма-излучения по направлению бурения.

5 Предложена конструкция проектируемого устройства контроля положения бурового инструмента в стволе горизонтальной скважины.

ГЛАВА 3

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕХНИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК УСТРОЙСТВА КОНТРОЛЯ ПОЛОЖЕНИЯ БУРОВОГО ИНСТРУМЕНТА

Экономически целесообразно создать устройство контроля положения бурового инструмента универсальным, габариты (диаметр) которого позволят работать на всех стадиях бурения при строительстве скважины. Минимальный внутренний диаметр НУБТ, используемый при горизонтальном бурении составляет 41 мм. С учетом защитного кожуха и амортизационных вставок максимальный внутренний диаметр устройства не должен превышать 32 мм.

В процессе эксплуатации устройство должно обеспечить долговременную стабильность своих метрологических параметров.

Диапазон измерений радиоактивности должен быть от 0 до 100 мкР/ч; диапазон энергий регистрируемых гамма-квантов от 0,2 до 3 МэВ; основная погрешность измерения интенсивности гамма-излучения, не более 10 %.

В связи с эксплуатацией в условиях агрессивной среды, устройство должно выдерживать вибрации: от 5 до 30 Гц, 25 мм размах от 30 до 500 Гц, перегрузки ускорением 20 g, по всем осям. Предельное значение вибрации («Шок»): 1000 g за 0,5 мс, по всем осям.

Рабочий диапазон температур: от 0 °С до +120 °С, максимальное допустимое рабочее давление бурового раствора 60 МПа.

С целью предотвращения недопустимых деформаций устройства в процессе эксплуатации, защитный кожух должен быть изготовлен из высокопрочных сплавов металла.

3.1 Выбор детектора гамма-излучения

Детектирование излучений – это восстановление характеристик излучения по сигналам, измеренным на выходе детектора. Для этого необходимо рассмотреть виды и технические характеристики детекторов.

Наиболее распространённым типом детекторов является счетчик частиц. Детектор, регистрирующий отдельные частицы независимо от природы сигнала, является счетчиком частиц. Счетчик позволяет зарегистрировать частицу в момент ее прохождения через рабочий объем детектора. Сигнал на выходе счетчика пропорционален поглощенной в его объеме энергии частиц.

При регистрации гамма-излучения наиболее распространены приборы с полупроводниковыми, сцинтилляционными и ионизационными детекторами, которые отличаются высокой чувствительностью и позволяют вести счет отдельных частиц и измерять их энергию. Приборы, разработанные на основе ионизационной камеры, обладают меньшей чувствительностью и для измерения гамма-излучения используются реже.

3.1.1 Сцинтилляционные детекторы

Сцинтилляционный метод основан на способности некоторых веществ излучать свет (сцинтилляции) при поглощении ионизирующего излучения. Сцинтилляционный детектор включает в себя сцинтиллятор и преобразователь светового потока в электрический сигнал (например, фотоэлектронный умножитель (ФЭУ)).

Быстрая заряженная частица, попадая в объем сцинтиллятора, теряет энергию $E_{\text{п}}$, часть этой энергии преобразуется в световую $E_{\text{ф}}$.

Конверсионная эффективность определяется формулой:

$$\frac{E_{\text{ф}}}{E_{\text{п}}} = \eta_{\text{к}} \quad (3.1)$$

и в зависимости от типа сцинтиллятора изменяется от 0,01 до 0,3. Зная $\eta_{\text{к}}$ и $E_{\text{п}}$, можно определить число фотонов $N_{\text{ф}}$, испускаемых за время t , которое также зависит от типа сцинтиллятора и составляет $10^{-5} \dots 10^{-9}$ с:

$$N_{\text{ф}} = \frac{E_{\text{п}} \eta_{\text{к}}}{h\nu}, \quad (3.2)$$

где ν – скорость (энергия) кванта,

h – амплитуда импульса [49].

Фотоны, число которых зависит от коэффициента светособирания ($\eta_c = 0,3 \dots 0,8$), попадают на катод ФЭУ. В результате фотоэффекта с поверхности катода в объем ФЭУ выходят фотоэлектроны. Число фотоэлектронов N_ϕ зависит от величины g , определяемой квантовой эффективностью катода и вероятностью выхода фотоэлектрона в объем ФЭУ, и составляет обычно $0,1 \dots 0,15$. Фотоэлектроны собираются на первом диноде в количестве:

$$N_{эд} = N_\phi \cdot \eta_c \cdot \eta_\phi \cdot g, \quad (3.3)$$

(если учитывать коэффициент собирания электронов $\eta_\phi \approx 0,7$) [48].

Затем в результате вторичной эмиссии число их увеличивается. После прохождения всех динодов коэффициент усиления достигает $M = 10^4 \dots 10^8$.

Режим работы, когда каждый импульс на выходе ФЭУ порождается одним фотоэлектроном, называется одноэлектронным. Число одноэлектронных импульсов пропорционально энергии частицы, поглощенной в сцинтилляторе ($E_{п}$). Одноэлектронный режим обычно используют, если число фотонов в сцинтилляции мало ($< 10^4$). Чаще всего сцинтилляционный детектор работает в импульсном (интегральном) режиме. В таком режиме средний интервал времени между одноэлектронными импульсами меньше их длительности, в результате происходит наложение импульсов во времени. Форма суммарного импульса тока ФЭУ соответствует изменению интенсивности свечения сцинтиллятора во времени [50].

При регистрации гамма-излучения происходит образование первичных электронов в результате фотоэффекта, эффекта Комптона и образования электрон-позитронной пары. Дальнейшее преобразование происходит так же, как описано выше.

Сцинтилляторы делятся на два основных вида: неорганические и органические, так же сцинтилляторы различаются на спектрометрические (с высокой разрешающей способностью) и счетные (с более низкой разрешающей способностью).

Основными достоинствами сцинтилляционных детекторов являются: высокая эффективность регистрации гамма-излучения больших энергий, в

десятки раз выше чему у газоразрядных счетчиков; высокая разрешающая способность, измерение энергии частиц; возможность создания детекторов различной формы и объема; устойчивость к высоким температурам, давлениям и вибрациям.

Недостатком некоторых сцинтилляционных детекторов, таких как NaI(Tl), является гигроскопичность, требующая герметизации детектора.

Наиболее перспективными являются неорганические сцинтилляторы активированные монокристаллы щелочногалогеновых металлов (ЩГК), а также кристаллы сернистого цинка и фтористого кальция.

NaI(Tl) – Монокристаллы йодистого натрия, активированного таллием, прозрачны, бесцветны, показатель преломления 1,85. Кристаллы гигроскопичны, поэтому их упаковывают в герметичные контейнеры с прозрачным окном.

CsI(Tl) – Монокристаллы йодистого цезия, активированного таллием. Тонкие кристаллы применяют при регистрации альфа- и бета-излучений, толстые – при регистрации гамма-излучений. Кристаллы пластичны, негигроскопичны, поэтому их можно использовать и без контейнера; коэффициент преломления 1,79, технический световой выход в процентах светового выхода NaI(Tl) составляет около 75 % [48].

KI(Tl) – Монокристаллы йодистого калия, активированного таллием, применяются при регистрации гамма- и рентгеновских лучей. Прозрачные, бесцветные кристаллы негигроскопичны и менее хрупки, чем кристаллы йодистого натрия; коэффициент преломления 1,68, технический световой выход в процентах светового выхода NaI(Tl) приблизительно составляет (45-50) % [48].

Кристаллы CaF₂(Eu) представляют большой интерес для регистрации гамма-квантов на фоне нейтронов. Это связано с тем, что сечения радиационного захвата нейтронов ядрами Ca и F малы по сравнению с сечениями взаимодействия гамма-квантов. Ядра отдачи, получающиеся при упругом рассеянии нейтронов на ядрах Ca и F, имеют сравнительно малую энергию и большую удельную ионизацию.

Кристаллы BaF₂ и Bi₄Ge₃O₁₂ негигроскопичны и могут выращиваться до размеров порядка десятков сантиметров. Показатели преломления 1,56 и 2,15

соответственно. Эти кристаллы используются для регистрации гамма-квантов. Радиационная длина X_0 равна 2,1 и 1,12 см соответственно [48]. Свойства неорганических кристаллов приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Свойства неорганических кристаллов

Кристалл	Плотность, кг/м ³ ·10 ³	l, нм	t, нс	η_k , отн. ед.	η_k , %	m_a/m_e	n
NaI(Tl)	3,67	410	250	1	15,8	0,5	1,85
CsI(Tl)	4,51	560	700	0,3	6	0,5	1,79
KI(Tl)	3,13	410	1000	0,2	10	0,6	1,68
CaF ₂ (Eu)	3,18	250	0,2	0,15	-	1	1,71
BaF ₂	4,9	225	0,6	0,19	-	1	1,56
Bi ₄ Ge ₃ O ₁₂	-	480	350	0,14	-	1	2,15

m_a/m_e – отношение световых выходов при облучении альфа-частицами и электронами одинаковой энергии (около 5 МэВ); n – показатель преломления.

3.1.2 Ионизационные детекторы

Ионизационный метод детектирования основан на измерении импульсов тока или напряжения, возникающих в результате движения свободных зарядов под действием электрического поля, образованных излучением. Рабочим веществом детектора является газ или полупроводник, также есть различия по принципу действия и области применения.

Ионизационные детекторы делятся на:

а) газонаполненные детекторы – ионизационные камеры, счетчики Гейгера–Мюллера, пропорциональные счетчики, пропорциональные камеры, дрейфовые счетчики, дрейфовые камеры, искровые счетчики, многоэлектродные искровые камеры;

б) жидкостные ионизационные детекторы;

в) твердотельные детекторы – однородные полупроводниковые детекторы, кристаллические счетчики, детекторы с p-n- и p-i-n-переходом [49-50].

Газонаполненные детекторы с толстыми стенками используют для регистрации гамма-излучения, к таким относятся ионизационные камеры, газоразрядные счетчики, полупроводниковые детекторы с большой толщиной обедненной зоны.

Газонаполненные ионизационные детекторы

Газонаполненные ионизационные детекторы являются по своей сути конденсаторами, с заполненным газом пространством между электродами. Основное отличие газовых ионизационных детекторов заключается в методах усиления ионизационного эффекта.

Ионизационные камеры

Ионизационными детекторами без газового усиления называют ионизационными камерами (ИК). Такие детекторы регистрируют эффект от первичной ионизации, вызванной проходящей частицей. ИК могут иметь различную форму и объем [48].

Счетчик Гейгера–Мюллера

Счетчиком Гейгера–Мюллера является ионизационный детектор, работающий в режиме самостоятельного газового разряда. Счетчики Гейгера–Мюллера делятся на самогасящиеся, в которых электронная лавина в результате фотонной ионизации вызывает развитие разряда вдоль анодной нити и несамогасящиеся, где развитие заряда идет по всему объему в результате эмиссии электронов с катода.

В несамогасящихся счетчиках используют способ прерывания газового разряда. В цепь счетчика включают высокоомное сопротивление $R \sim 10^8 \dots 10^9$ Ом, которое увеличивает время (t) восстановления потенциала $U_{сч}$ на электродах детектора, понизившегося в результате протекания тока I при возникновении самостоятельного газового разряда, до значения:

$$U_{\text{ист}}/U_{\text{ст}} = U_{\text{ист}} - IR; \quad (3.4)$$

$$t = CR, \quad (3.5)$$

где t – время разряда паразитной емкости счетчика через сопротивление R .

Длительность газового разряда в счетчике приблизительно равна 10^{-6} с. После гашения газового разряда положительные ионы дрейфуют к катоду и нейтрализуются на нем, и за время $t \approx 10^{-2}$ с напряжение на счетчике восстанавливается. Такой счетчик способен детектировать примерно 100 частиц в секунду. Счетчики могут быть цилиндрической и коробчатой формы. После прохождения в счетчике заряженной частицы, электроны и ионы движутся в направлении соответствующих электродов, достигая нити они образуют новые электроны, ионы и возбужденные молекулы газа. Молекулы газа испускают коротковолновое излучение, которое выбивает фотоэлектроны из катода и за очень короткое время разряд охватывает весь счетчик [51].

При прохождении электронно-фотонных лавин образовавшиеся положительные ионы практически не двигаются, так как подвижность электронов намного выше подвижности ионов. Вторичная ионизация происходит вблизи нити и вокруг неё образуется чехол положительных зарядов, снижая напряженность поля вблизи нити и прекращая образование новых электронно-фотонных лавин. Положительные ионы при приближении к катоду выбивают с его поверхности электроны, которые под действием электрического поля направляются к нити. Дальнейшее взаимодействие зависит от того, восстановится ли потенциал нити до прежнего значения к моменту подхода к ней электронов.

Основными достоинствами счетчика Гейгера–Мюллера являются высокая амплитуда сигнала, которая достигает нескольких вольт и хорошо детектируется, устойчивость к высоким температурам.

К недостаткам относится низкая плотность газа, в результате чего энергия, теряемая частицей в объеме детектора, не позволяет качественно детектировать слабоионизирующие и высокоэнергичные частицы. Необходимая энергия для образования пары электрон–ион в газе составляет от 30 до 40 эВ, что увеличивает относительные флуктуации числа зарядов.

3.1.3 Полупроводниковые детекторы

Полупроводниковые детекторы (ППД) обладают рядом существенных преимуществ перед ионизационными детекторами: высокое энергетическое разрешение; лучшие временные характеристики сигнала; на два–три порядка больше масса вещества, заключенная в чувствительном объеме, что особенно существенно при регистрации фотонов и заряженных частиц высокой энергии [48].

Чувствительный объем ППД может достигать сотен кубических сантиметров, что позволяет эффективно детектировать гамма-излучения. В тоже время конструкцию ППД можно изготовить с очень малым расстоянием между электродами. В основном ППД изготавливают из германия и кремния.

При прохождении ионизирующего в чувствительном объеме ППД образуются носители заряда, которые под действием внешнего электрического поля собираются на электродах. Импульсы тока или напряжения, возникающие на электродах, используются для регистрации ионизирующих частиц. Основное отличие от ионизационной камеры заключается в том, что в ППД возможен захват носителей заряда в объеме детектора на неподвижные центры, что приводит к образованию новых по сравнению с газовыми детекторами явлений. Большое значение имеют контактные явления, так как в полупроводниковом детекторе заряды могут выходить из электродов и входить в них. [52].

Существуют два типа полупроводниковых детекторов: однородные и неоднородные. Кристалл с одинаковым по всему объему типом проводимости, электронной (n) или дырочной (p), называется однородным детектором. Неоднородный детектор имеет области с различным типом проводимости – электронной (n) и дырочной (p). На границе областей перехода возникает потенциальный барьер, препятствующий свободному прохождению носителей заряда через полупроводник.

Радиационные повреждения полупроводниковых детекторов

При воздействии на детекторы ионизирующего излучения проявляется много побочных эффектов, вызванных взаимодействием излучения с веществом полупроводника. В подавляющем большинстве случаев, эти побочные эффекты ухудшают регистрационные характеристики детектора, а постоянная работа с большими дозами излучения делают его непригодным к дальнейшей эксплуатации. В результате облучения меньших интегральных дозах, заметные изменения характеристик ППД наступают с увеличением числа частиц, проходящих через детектор за время его работы.

При взаимодействии излучения с веществом детектора изменяется сопротивление материала, что приводит к искажению электрических полей, растут токи утечки и повышается вероятность захвата в ловушки и рекомбинации. Ухудшение регистрационных характеристик происходит неравномерно по чувствительному объему, ухудшается разрешающая способность детектора и появляются ложные пики в амплитудном распределении импульсов, растет время сбора заряда.

Достоинством полупроводниковых детекторов являются высокая разрешающая способность, достигающая 10^{-10} с⁻¹. На образование электронно-дырочной пары затрачивается малое количество энергии, амплитуда сигнала от полупроводникового счетчика в 10 раз больше амплитуды сигнала от ионизационной камеры; энергетическое разрешение ППД при регистрации гамма-излучения достигает 0,1 %, что на порядок выше, чем у сцинтилляционных детекторов.

Недостатком полупроводниковых детекторов являются ухудшение разрешающей способности при потоке частиц более 10^4 частиц в секунду. Ток, создаваемый ионизирующей частицей в ППД, настолько мал, что для его регистрации необходимы электронные усилители с большими коэффициентами усиления, что приводит к увеличению габаритных размеров устройства. Малая эффективность при регистрации гамма-квантов больших энергий; конечное время

жизни полупроводникового детектора при высоких дозах облучения из-за накопления радиационных дефектов.

Для определения радиоактивности горных пород, главным образом интересен счет испускания актов гамма-излучения за единицу времени [53]. На основе сравнения преимуществ и недостатков перечисленных типов детекторов, для регистрации естественного гамма-излучения горных пород целесообразно использовать сцинтилляционный детектор NaI(Tl). Благодаря высокой эффективности регистрации гамма-квантов, высокому световому выходу и качественной регистрации гамма-излучения при использовании детекторов малого объема позволяет создать малогабаритное устройство, универсальное для использования на всех стадиях бурения. Ввиду того, что кристалл NaI(Tl) гигроскопичен, необходимым условием является помещение его в герметичный корпус.

3.2 Анализ регистрационных характеристик сцинтилляционного детектора гамма-излучения

При попадании гамма-излучения в тело сцинтиллятора в нем происходит вспышка света, которая образует световые импульсы с длиной волны порядка 400 нм. ФЭУ преобразует световые импульсы в электрические и усиливает их в 10^6 раз. На последней стадии детектирования линейный усилитель напряжения, управляемый током, преобразует электрические импульсы в напряжение и осуществляет дальнейшее усиление, обеспечивая импульсы полугауссовой формы в диапазоне от 0 до плюс 10 В, и попадает в дискриминатор. Дискриминатор пропускает через себя только те электрические импульсы, значение напряжения которых выше порога дискриминации, для выделения импульсов истинных сигналов на фоне импульсов шумов. Электрический импульс на выходе из дискриминатора поступает на вход схемы нормирования импульсов по длительности (длительность определяется по характеристикам используемого счетчика импульсов), на выходе которой получают импульсы с

гарантированной минимальной шириной, пригодные для регистрации цифровыми устройствами (рисунок 3.1).

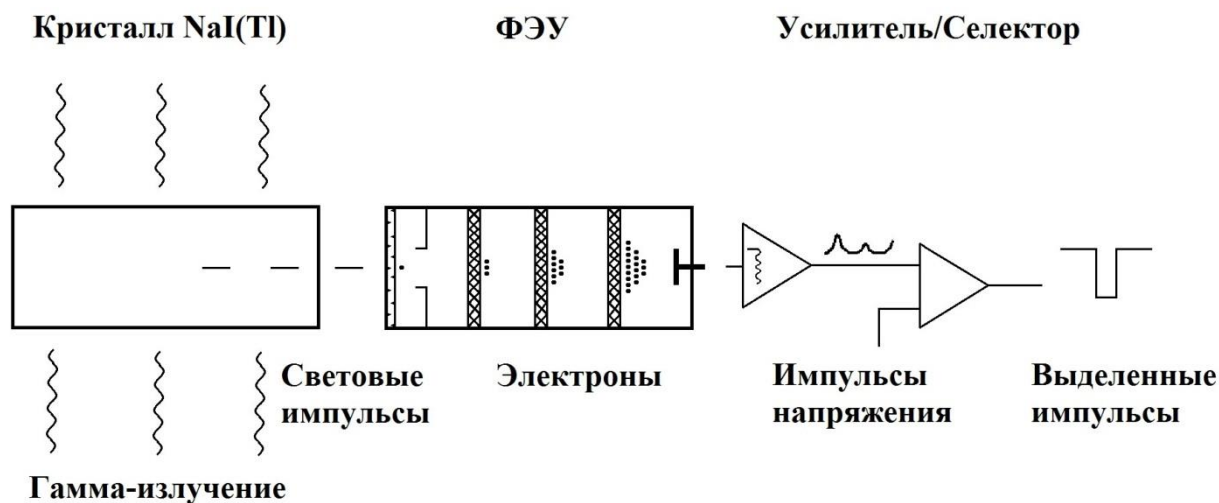


Рисунок 3.1 – Функциональная схема счетного сцинтиллятора

Эффективность регистрации излучения

Под эффективностью регистрации радиационного излучения понимают энергетическую пространственно-угловую функцию вероятности процесса взаимодействия радиационного излучения, попавшего в рабочий объем детектора. При прохождении ионизирующей частицы через рабочий объем детектора вероятность её регистрации определяется вероятностью передачи энергии частицы рабочему объему детектора. Вероятность регистрации ионизирующей частицы зависит от энергии и вида излучения, плотности, геометрии и физических размеров рабочего объема детекторов, и в первом приближении она описывается формулой:

$$p = 1 - e^{-\mu\rho l}, \quad (3.6)$$

где p - вероятность регистрации ионизирующей частицы,

μ - массовый коэффициент поглощения излучения данного вида и энергии в рабочей среде, $\text{см}^2/\text{г}$,

ρ - плотность среды,

l - средняя длина пробега частиц в среде.

Условия проникновения излучения в рабочий объем детектора и конструкция детектора в первом приближении не учитываются, хотя эти факторы являются немаловажными для регистрации излучений с низкой энергией.

Эффективность регистрации определенного вида излучения определенным типом детектора, рассчитывается как среднее значение отношения числа зарегистрированных частиц к числу частиц, попавших в рабочий объем детектора и измеряется в процентах от 0 до 100.

В реальных условиях, более корректным подходом является расчет практической эффективности регистрации, которая учитывает геометрию детектора и плотность потока излучения.

Практическая эффективность регистрации определяется по формуле:

$$\mathcal{E}(E) = \frac{m}{s \cdot \phi(E)} \quad (3.7)$$

где m - частота актов регистрации выходных сигналов детектора, s - площадь входного окна детектора, $\phi(E)$ - плотность потока излучения.

Практическая эффективность регистрации гамма-излучения повышается с увеличением эффективного атомного номера детектора, его плотности и его геометрических размеров. На рисунке 3.2 представлены графики эффективности регистрации гамма-излучения сцинтилляторами NaI(Tl) различных размеров в зависимости от энергии гамма-квантов.

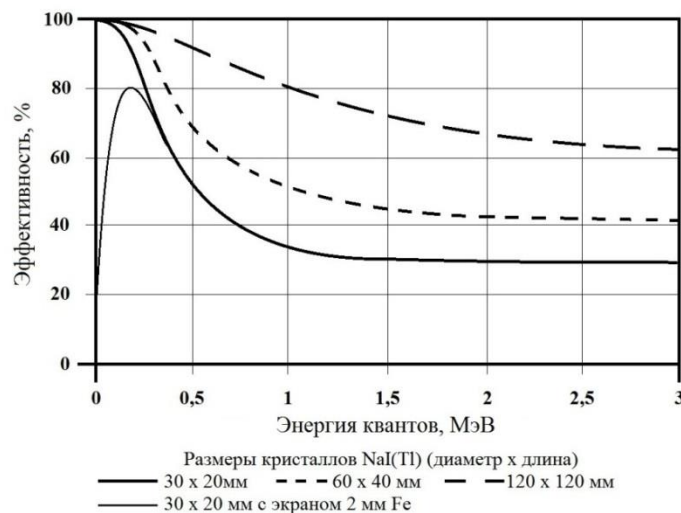


Рисунок 3.2 – Эффективность регистрации гамма-излучения сцинтилляторами NaI(Tl)

Эффективность регистрации гамма-излучения, достаточную для проведение работ при сопровождении бурения горизонтальных скважин, обеспечивает сцинтиллятор NaI(Tl) плотностью – $3,67 \text{ г/см}^3$, эффективным атомным номером $Z_{\text{эф}}=50$ и объемом более 20 см^3 . Диапазон измерения энергий гамма-квантов находится в пределах от 0,2 до 2,7 МэВ (рисунок 3.2), что позволяет установить детектор в ударопрочный защитный кожух.

Ввиду универсальности проектируемого устройства, (внутренний диаметр 32мм, наличие защитного кожуха и вибропоглощающих уплотнительных колец) оптимальным будет использование детектора длиной 100мм и диаметром от 13 мм, удовлетворяющий требованиям эффективности регистрации гамма-квантов.

Счетная характеристика

Счетной характеристикой детектора называют зависимость скорости счета, т.е. числа зарегистрированных в единицу времени импульсов, от напряжения между электродами счетчика при неизменном числе частиц, попадающих в объем счетчика в единицу времени. Скорость счёта гамма-излучения, регистрируемого сцинтилляционным счётчиком, зависят от трёх параметров: а) напряжения на ФЭУ; б) усиления линейного усилителя; в) порога дискриминации. Важно, что как увеличение напряжения на ФЭУ, так и увеличение усиления усилителя, дают одинаковый эффект при регистрации гамма-излучения. Поэтому не совсем оптимальные параметры усилителя можно компенсировать соответствующим напряжением на ФЭУ и наоборот. В свою очередь, величина порога дискриминации влияет на значение скорости счёта гамма-излучения. Начиная с определенного напряжения на ФЭУ наряду с полезным сигналом динодная система усиливает паразитные сигналы, давая так называемый тепловой шум. Кроме того ускоренные электроны ионизируют остаточный газ в ФЭУ. Появившиеся положительные ионы, двигаясь навстречу электронному потоку попадают на диноды ФЭУ и выбивают дополнительные электроны, которые усиливаются динодной системой. За счет этих двух процессов, на выходе ФЭУ образуются паразитные импульсы. Благодаря тому, что амплитуда паразитных

сигналов меньше амплитуды импульсов зарегистрированного гамма-излучения, используя подходящий порог дискриминации можно полностью отстроиться от собственных шумов ФЭУ.

Важной задачей является и правильный выбор рабочего напряжения на ФЭУ. С этой целью сначала выбирают постоянную времени цепи выхода ФЭУ RC_n (RC_n – суммарная постоянная времени выхода ФЭУ и входа усилителя) в соответствии с временем высвечивания сцинтиллятора $\tau_{\text{выс}}$. Для кристалла NaI(Tl) $\tau_{\text{выс}}=0,25 \cdot 10^{-6}$ сек. Тогда, принимая $RC_n = \tau_{\text{выс}}$ и $C_n=25$ пф (из опыта разработки устройства), можно определить сопротивление нагрузки в цепи анода ФЭУ:

$$R = \frac{\tau_{\text{выс}}}{C_n} = \frac{0,25 \cdot 10^{-6}}{25 \cdot 10^{-12}} = 10 \text{ кОм} \quad (3.8)$$

Энергетическое разрешение сцинтилляционного детектора

С помощью сцинтилляционного детектора можно не только регистрировать отдельные частицы, но и измерять энергию этих частиц. Для определения энергии частиц необходимо, чтобы интенсивность световой вспышки в сцинтилляторе была пропорциональна энергии частиц и амплитуда импульса на выходе ФЭУ была пропорциональна интенсивности световой вспышки.

Энергетическое разрешение сцинтилляционного детектора – эта мера его способности различать (разрешать) два пика, которые близки друг к другу по энергии. Основной задачей детекторов проектируемого устройства является счет актов гамма-излучения. Разрешение сцинтиллятора, хотя и не имеет решающего значения для общего счета, является хорошим показателем его работы. Пики полного поглощения позволяют определить энергию и интенсивность гамма-излучения. Энергию гамма-квантов можно вычислить по горизонтальному положению пик, а интенсивность по площади под пиком. Пики, как правило, имеют форму гауссиан. Под разрешением детектора понимают полную ширину на половине высоты пика - FWHM (Full Width at Half Maximum) и ее выражают в абсолютных единицах (эВ, кэВ, МэВ) [54-55].

Амплитудная разрешающая способность сцинтиляционного детектора R определяется как отношение ширины ΔE пика в единицах энергии на половине высоты к энергии E , соответствующей максимуму кривой, при условии облучения сцинтиллятора моноэнергетическим излучением (рисунок 3.3).

$$R = \Delta E / E \quad (3.9)$$

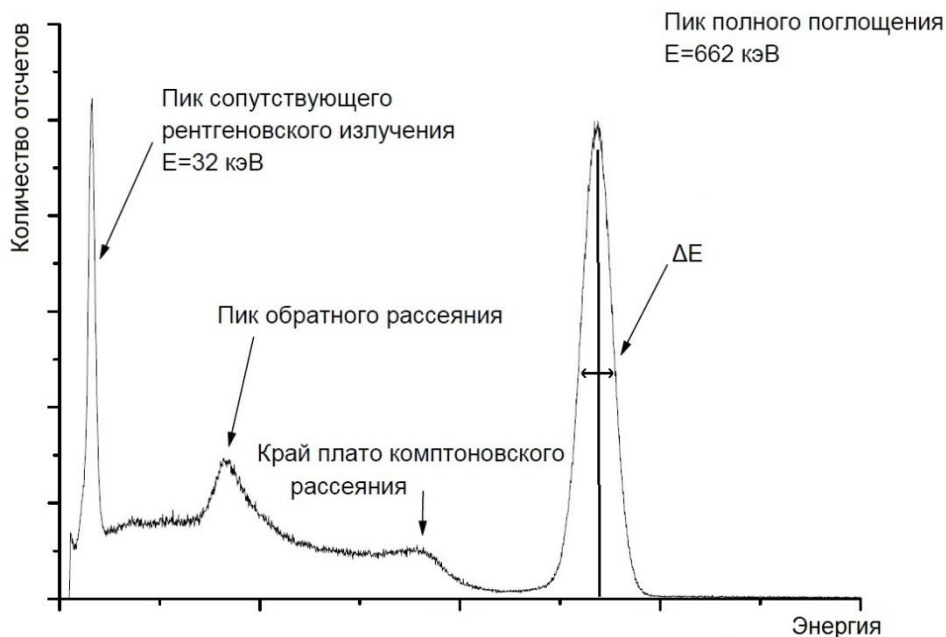


Рисунок 3.3 – Амплитудное распределение, полученное от Cs137. Кристалл NaI(Tl)

Температурная характеристика

При изменении температуры в сторону повышения или понижения от 25 °С кристалл иодида натрия теряет интенсивность испускаемых световых импульсов. Это означает, что при температурах, отличающихся от 25 °С, значение напряжения импульсов, поступающих на дискриминатор, уменьшается. Следовательно, для того чтобы выдержать корректный уровень счета гамма-квантов, необходимо в той же пропорции уменьшать пороговое значение напряжения, подаваемого на дискриминатор.

В университете города Хьюстон, штат Техас, были проведены испытания, чтобы определить, как пик, соответствующий 122 кэВ, меняется в заданном диапазоне температур. Пороговые значения при этом сохраняются и

используются для линейного изменения этого порога от температуры. Исследование зависимости интенсивности испускаемых световых импульсов гамма-детектора от температуры осуществлялось в климатической камере в интервале температур от -40 до +150 °С. В качестве источника гамма-квантов использовался стандартный источник ^{57}Co . Температурная характеристика определялась при выполнении контроля изменений положения пика ^{57}Co в интересующем температурном диапазоне.

Коэффициент пересчета энергии гамма-кванта $F(T)$ в номер канала амплитудного спектра K_i восстанавливался по пикам ^{57}Co для каждого интервала измерений i . Зависимость K_i от температуры T_i описывалась полиномом третьей степени вида:

$$F(T) = N \cdot (1 + \sum_{n=1}^3 P_n \cdot T^n), \quad (3.10)$$

где P_n – коэффициенты полинома,

N – нормирующий множитель.

Параметры полинома определялись из минимизации функционала:

$$\chi^2 = \sum_{i=1}^m \frac{(K_i - F(T_i))^2}{\delta K_i^2 + \delta F_i^2}, \quad (3.11)$$

где m – число измерений,

δK_i – ошибка восстановления коэффициента,

δF_i – зависящая от температуры T_i и ошибки ее измерения δT_i вариация функции $F(T)$.

Умножение отклика гамма-детектора на функцию $F(T)/F(T_0)$, где T_0 – задающая нормировку температура, компенсирует температурные изменения световыхода.

Спектральная диаграмма для всех интересующих температур позволяет определить температурную характеристику (рисунок 3.4). Отмечается номер канала пика при каждой температуре, номера каналов затем приводятся в соответствии с уровнями напряжений.

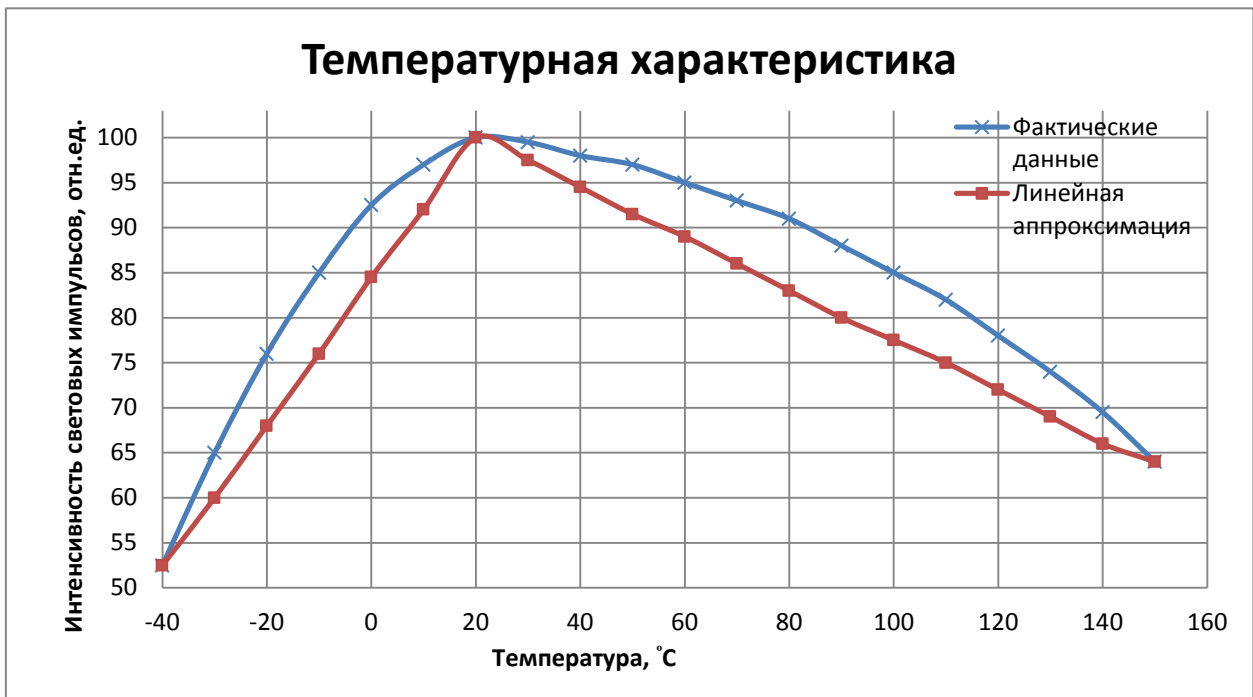


Рисунок 3.4 – Температурная характеристика сцинтилляционного детектора на основе кристалла NaI(Tl)

Рабочий диапазон температуры устройства от 0° до 120° C, следовательно, порог напряжения, подаваемого на дискриминатор, придется снижать на 35% при максимальной температуре работы устройства.

Радиационная чувствительность

Гамма-излучение это вид электромагнитного излучения с короткой длиной волны, граничащего с рентгеновским излучением, занимая диапазон более высоких энергий и частот.

Ослабление гамма-излучения, при прохождении через материал (защитный кожух, горная порода) подчиняется экспоненциальному закону. Отношение коэффициента ослабления к плотности ослабляющего материала приблизительно постоянны для всех материалов [56-57]. При воздействии гамма-излучения с интенсивностью I_0 на материю толщиной L , интенсивность I излучения, прошедшего через материю, описывается формулой:

$$I = I_0 \cdot e^{-\mu_l L}, \quad (3.12)$$

где μ_l – линейный коэффициент ослабления, выраженный в см^{-1} .

Отношение I/I_0 называется коэффициентом пропускания гамма-излучения. На рисунке 3.5 представлена зависимость ослабления гамма-излучения от энергии гамма-квантов и толщины свинцового поглотителя.

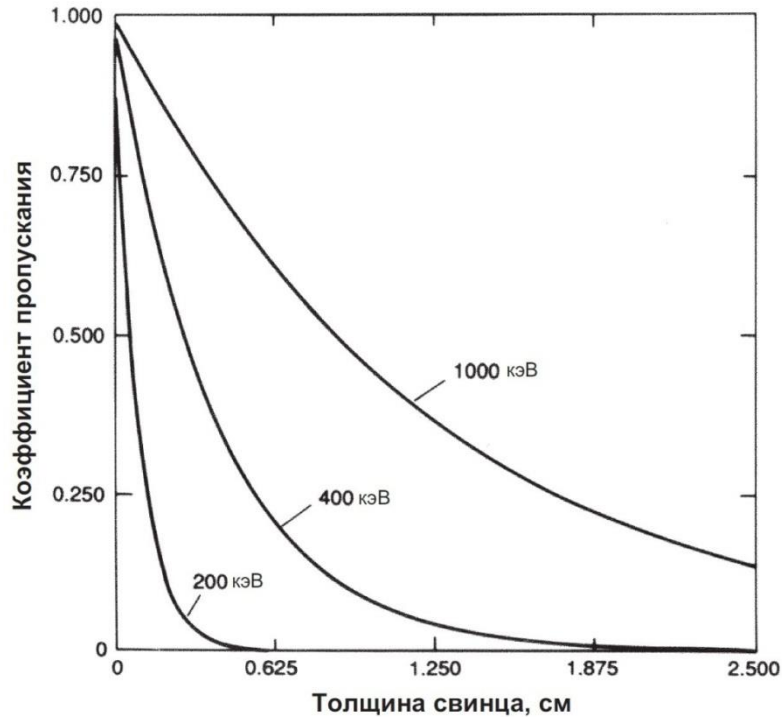


Рисунок 3.5 – Зависимость коэффициента пропускания от толщины свинцового поглотителя и гамма-квантов различной энергии

Можно отметить, что проникающая способность гамма-излучения уменьшается с увеличением толщины поглотителя и увеличивается с ростом энергии гамма-квантов. Коэффициент линейного ослабления μ_l зависит от энергии гамма-излучения, атомного номера Z и плотности ρ поглотителя [55-56].

Отношение линейного коэффициента ослабления к плотности μ_l/ρ называется массовым коэффициентом ослабления μ и имеет размерность площади на единицу массы ($\text{см}^2/\text{г}$) (таблица 2). Также его рассматривают как эффективное сечение взаимодействия электронов на единицу массы поглотителя. Используя массовый коэффициент ослабления получаем:

$$I = I_0 \cdot e^{-\mu \rho L}. \quad (3.13)$$

Таблица 2 – Средние массовые коэффициенты ослабления излучения горных пород

Е, МэВ	Осадочные породы	Изверженные породы
Co ⁶⁰ ; 1332 кэВ	0,0563	0,0559
Cs ¹³⁷ ; 661,6 кэВ	0,0769	0,0760

Плотность осадочных горных пород $\approx 2,5 \text{ г/см}^3$; изверженных горных пород $\approx 3,07 \text{ г/см}^3$. Зная массовый коэффициент ослабления и плотность горной породы можно вычислить глубину проникновения гамма-излучения:

$$L = \frac{\ln I - \ln I_0}{\mu \cdot \rho}. \quad (3.14)$$

При расчетах необходимо учесть, что на показание детекторов влияет не точечный источник гамма-излучения, а весь объем горной породы. Исходя из расчетов предельная глубинность исследования в осадочных породах составляет приблизительно 47-49 см и в изверженных породах 43см. Полученные результаты обеспечивают необходимую точность проводки скважины по заданной траектории.

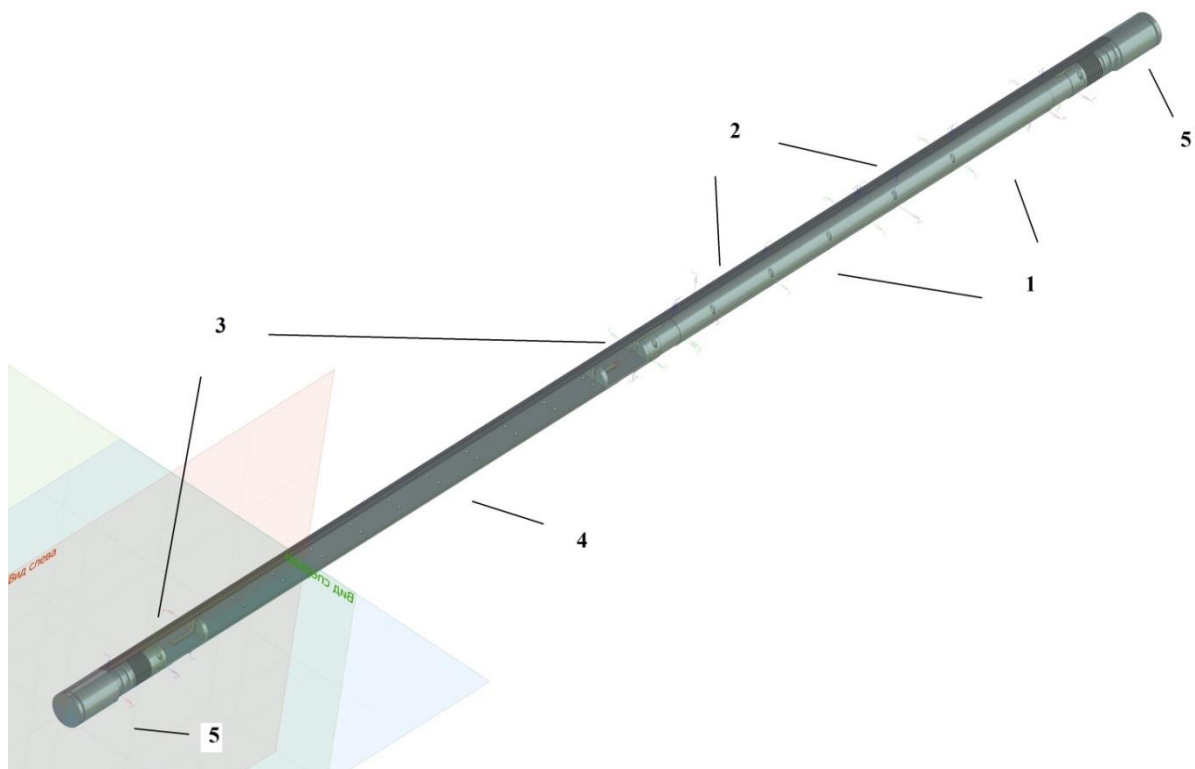
3.3 Моделирование условий эксплуатации и оптимизация конструкции устройства контроля положения бурового инструмента

Устройство контроля положения бурового инструмента в стволе горизонтальной скважины в процессе эксплуатации подвержено влиянию агрессивной рабочей среды, что влечет за собой создание надежного корпуса позволяющего обеспечить защиту от ударных, вибрационных, температурных нагрузок при воздействии высокого давления [58].

Устройство контроля положения бурового инструмента в стволе горизонтальной скважины состоит из двух неорганических сцинтилляционных детекторов гамма-излучения на основе кристалла NaI(Tl) СДН.17.20.100, двух вибростойких высокотемпературных ФЭУ R3991A-31 фирмы HAMAMATSU специально разработанных для телеметрических систем, свинцового корпуса с

окном для регистрации гамма-излучения по направлению бурения, секцией высокого напряжения (1800 В) для обеспечения функционирования ФЭУ, цифровой платы для выделения и усиления сигнала, сохранения полученной информации в память и передачи ее на силовой модуль телеметрической системы.

Моделирование воздействий на устройство контроля положения бурового инструмента в стволе горизонтальной скважины характерных для условий эксплуатации проводилось в системе автоматизированного проектирования T-FLEX CAD. Ввиду того, что устройство является универсальным на всех стадиях бурения, правильным будет модульное исполнение для совместной работы с телеметрической системой при сопровождении бурения. Для защиты от воздействия от промывочной жидкости (бурового раствора) и ударных воздействий материалом защитного кожуха устройства выбран титановый сплав, в торцы которого вворачиваются заглушки-контакт для герметизации устройства, благодаря уплотнительным кольцам и модульному соединению с телесистемой, вид устройства показан на рисунке 3.6.



1 – Основной и направленный детекторы гамма-излучения, 2 – ФЭУ R3991A-31, 3 – секция высокого напряжения, 4 – цифровая плата, 5 – заглушка контакт.

Рисунок 3.6 – Вид устройства для контроля положения бурового инструмента

На начальном этапе моделирования определяли резонансные частоты, при длительной работе на которых произойдет полное разрушение устройства, всего получилось выявить четыре резонансные частоты: 68,1 Гц; 72,8 Гц; 197 Гц; 204,9 Гц.

Вторым шагом было испытание на постоянные вибрации, с частотой от 15 до 100 Гц и ускорением от 3 до 30 G. Так же мгновенные перегрузки с ускорением 10G и частотой 100000000 Гц. На рисунке 3.7 показано перемещение при ускорении 30 G с частотой 80 Гц, при данной вибрации колебание сцинтиллятора достигает 7,8 мм., что может привести к его разрушению.

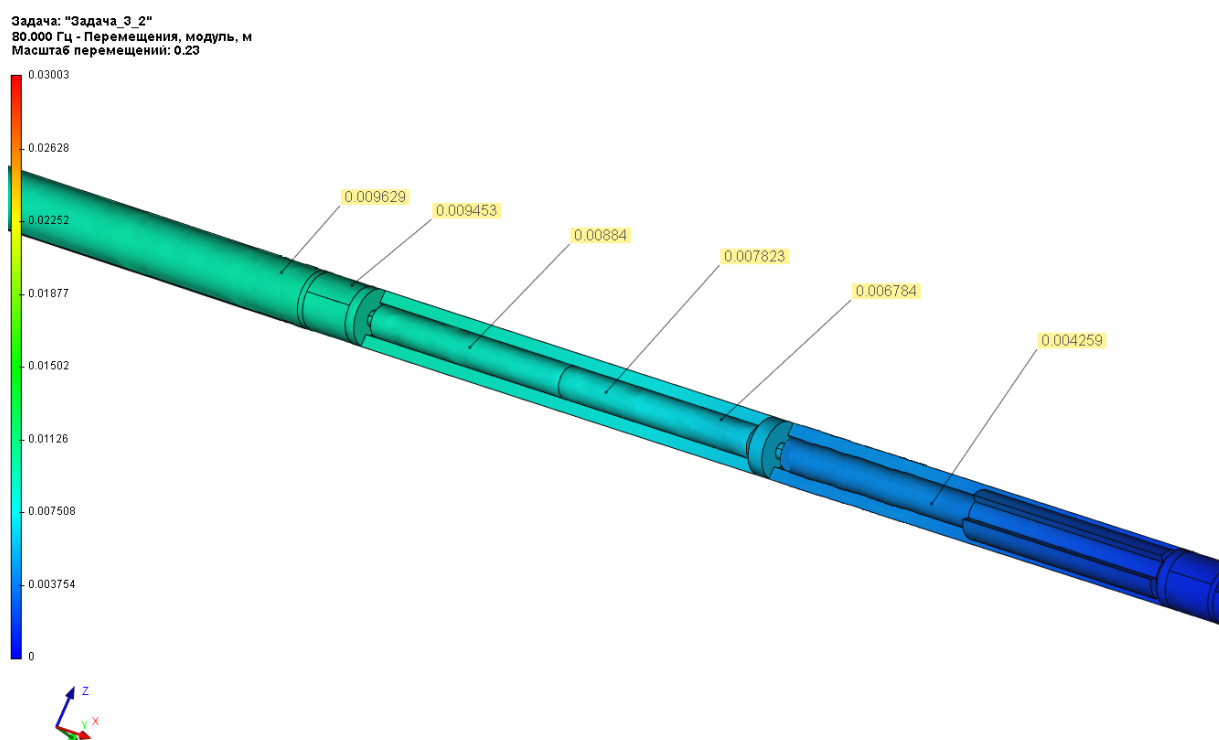


Рисунок 3.7 – Осевое перемещение (мм.) под воздействием ускорения 30 G с частотой 80 Гц

Необходима оптимизация устройства для устранения разрушительного воздействия рабочей среды. Для этого предлагается ряд мер по увеличению защитных характеристик устройства:

1 заменить применяемый сцинтиллятор на сцинтиллятор с меньшим диаметром, удовлетворяющий требованиям эффективности регистрации гамма-

квантов. Например, СДН.17.16.100, благодаря уменьшению диаметра на 4 мм, позволит поместить сцинтиллятор в защитный ударопрочный корпус;

2 использовать вибропоглощающие центраторы, которые будут компенсировать вибрации передающиеся через НУБТ;

3 для предупреждения осевого перемещения сцинтиллятора и ФЭУ с обоих торцов установить вибропоглощающие уплотнительные резиновые кольца;

4 на цифровую плату необходимо установить защитную крышку для уменьшения воздействия высокого давления.

5 в местах установки сцинтиллятора и секции высокого напряжения необходимо произвести обмотку теплопроводящим материалом (термоскотч) для улучшения теплоотдачи.

На рисунке 3.8 показано устройство для контроля положения бурового инструмента после оптимизации, на рисунке 3.9 показано устройство в разборе.

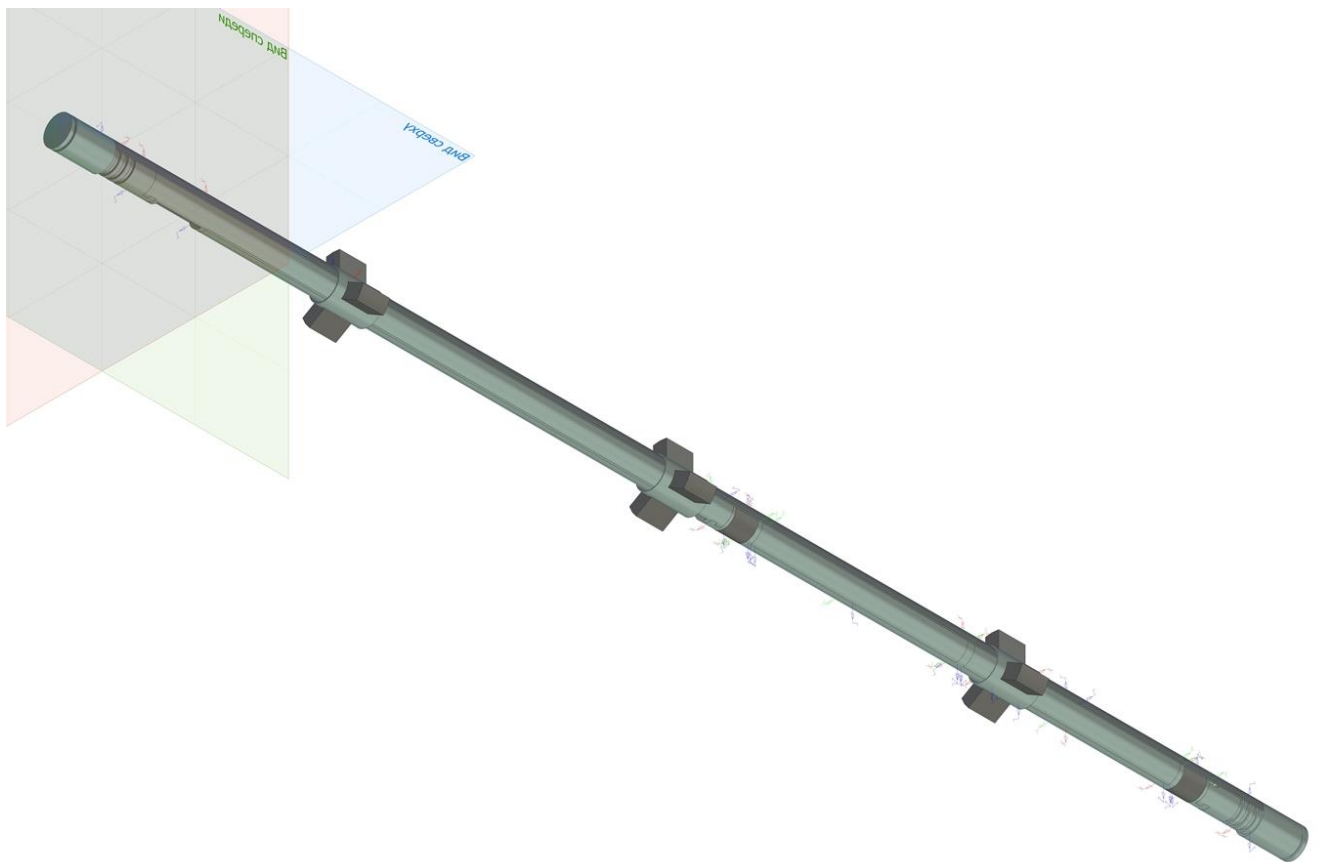
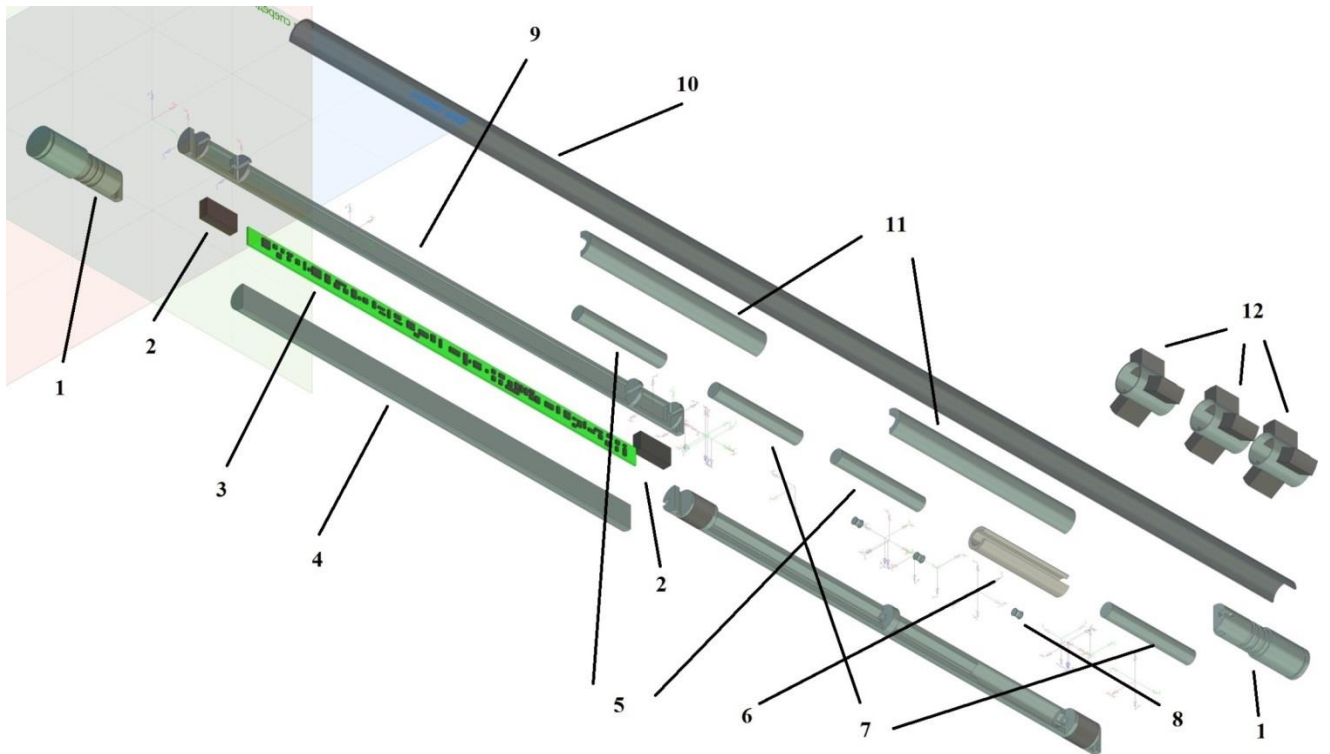


Рисунок 3.8 – Внешний вид устройство для контроля положения бурового инструмента



1 – Заглушка-контакт, 2 – секция высокого напряжения, 3 – цифровая плата, 4 – крышка цифровой платы, 5 – ФЭУ, 6 – свинцовое окно, 7 – сцинтиллятор, 8 – резиновое уплотнительное кольцо, 9 – шасси цифровой платы и секции ВН, 10 – титановый кожух, 11 – крышка сцинтиллятора и ФЭУ, 12 – амортизирующий центратор.

Рисунок 3.9 – Вид устройство для контроля положения бурового инструмента в разборе

Для оптимизированного устройства повторно определили резонансные частоты: 108,7 Гц; 109,7 Гц; 211 Гц; 211,7 Гц (рисунок 3.10).

Задача: "Задача_0"
Относительные перемещения, модуль
Форма 1 - резонансная частота: 108.694 Гц
Масштаб перемещений: 0.05

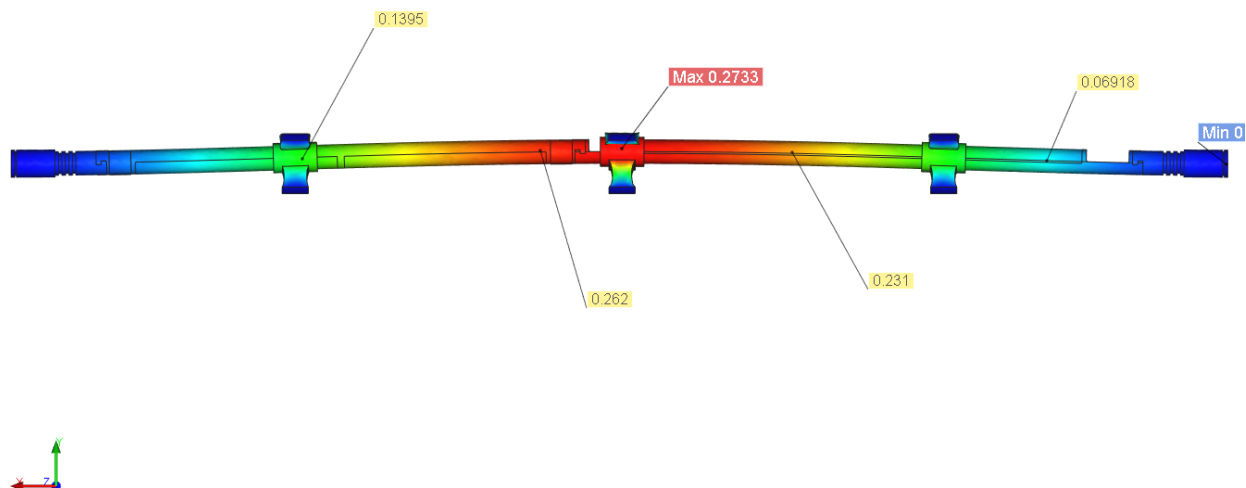


Рисунок 3.10 – Определение резонансных частот

Проведено моделирование воздействия на устройство избыточного давления в 100МПа, деформации составили приблизительно 0,44 мм. в месте обмотки теплопроводящей ленты и приблизительно 0,2 мм. в месте установки уплотнительных колец (рисунок 3.11).

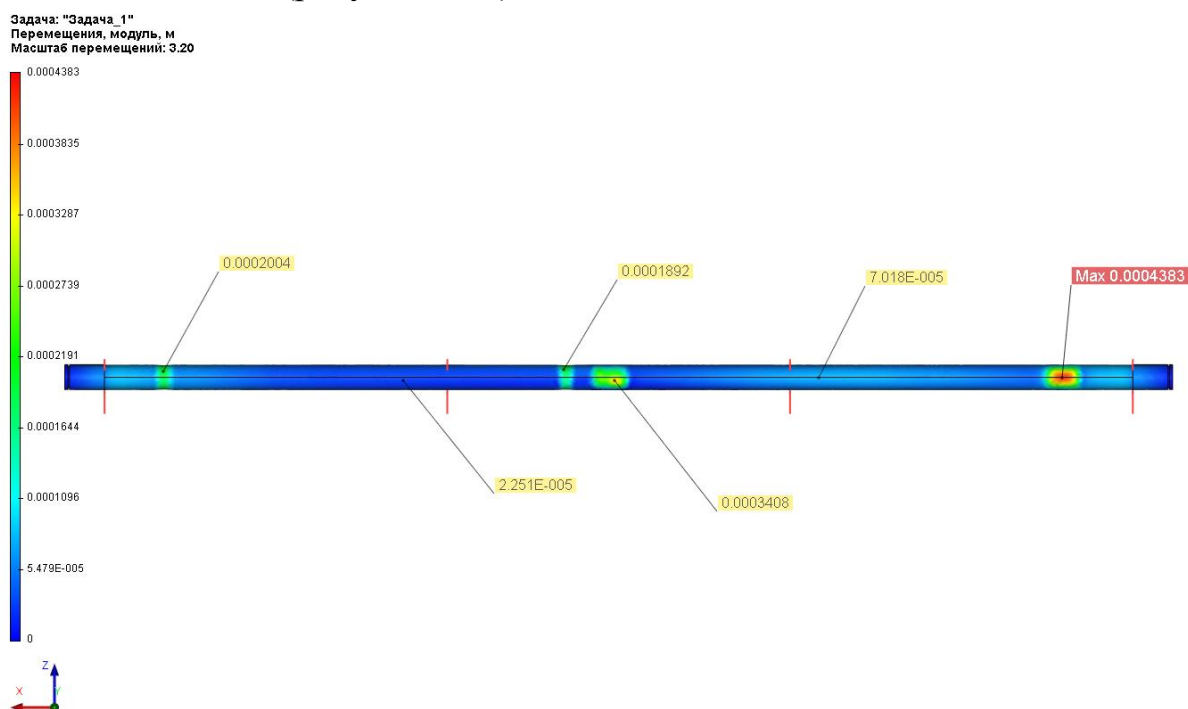


Рисунок 3.11 – Воздействие давления в 100МПа

Определены параметры вибрационного воздействия на устройство для контроля положения бурового инструмента ускорением 3 g с частотой 50 Гц, 5 g с частотой 15 Гц, 5 g с частотой 50 Гц, 5 g с частотой 80 Гц, 30 g с частотой 100 Гц, 10 g с частотой 10000 Гц и мгновенные перегрузки с ускорением 10 g и частотой 100000000 Гц.

Большую часть вибрационного воздействия поглощают амортизирующий центраторы, максимальное перемещение на сцинтилляторе зарегистрирована при воздействии с ускорением 30 g и частотой 100 Гц и составляет 4,1 мм (рисунок 3.12). Учитывая, что после оптимизации сцинтиллятор помещен в защитный ударопрочный корпус и его перемещение амортизирует вибропоглощающие уплотнительные резиновые кольца, можно считать что данная вибрация не окажет влияние на работу устройства.

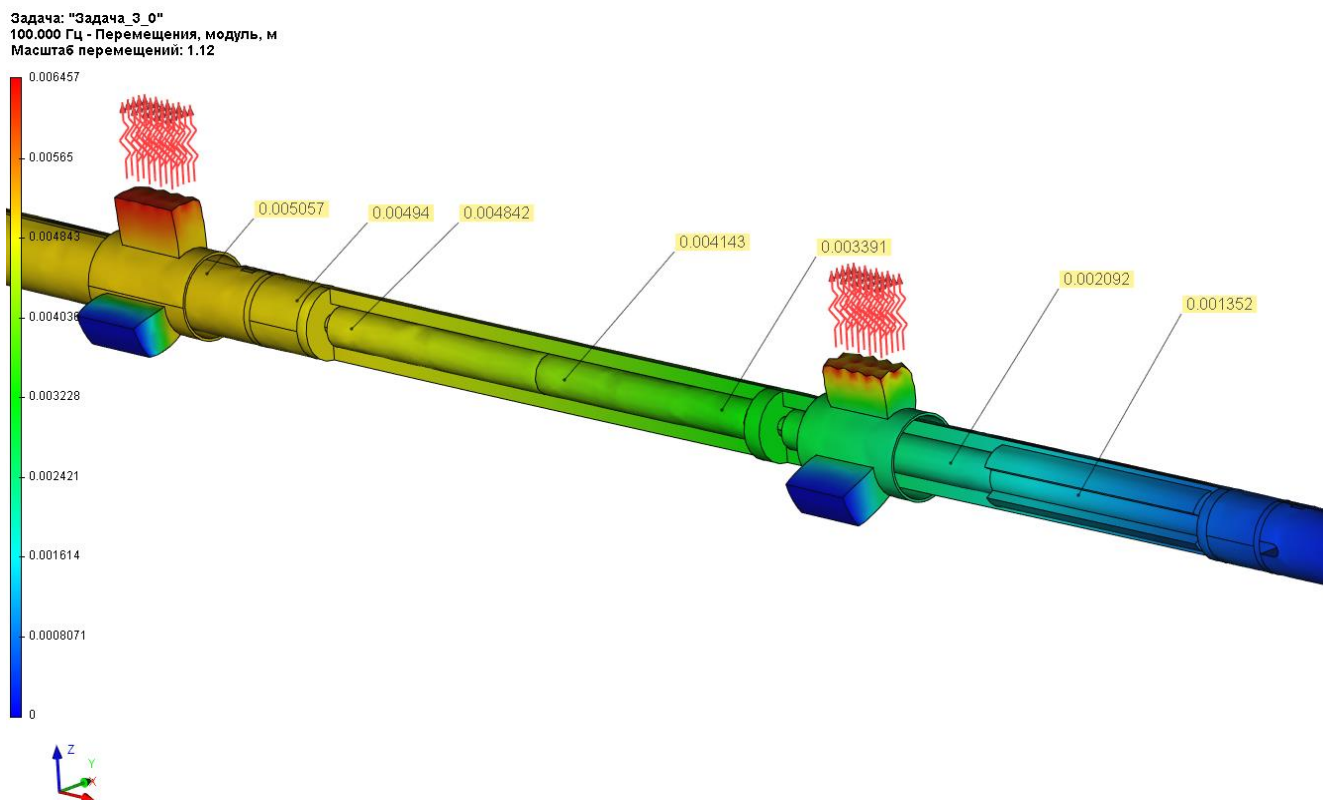


Рисунок 3.12 – Осевое перемещение (мм.) под воздействием ускорении 30 G с частотой 100 Гц

Воздействие вибрационного шока и мгновенных перегрузок с ускорением 10 g и частотой 100000000 Гц не окажет влияние на работоспособность устройства. Максимальное перемещение внутри устройства приблизительно составило $1,4e^{-22}$ м (рисунок 3.13).

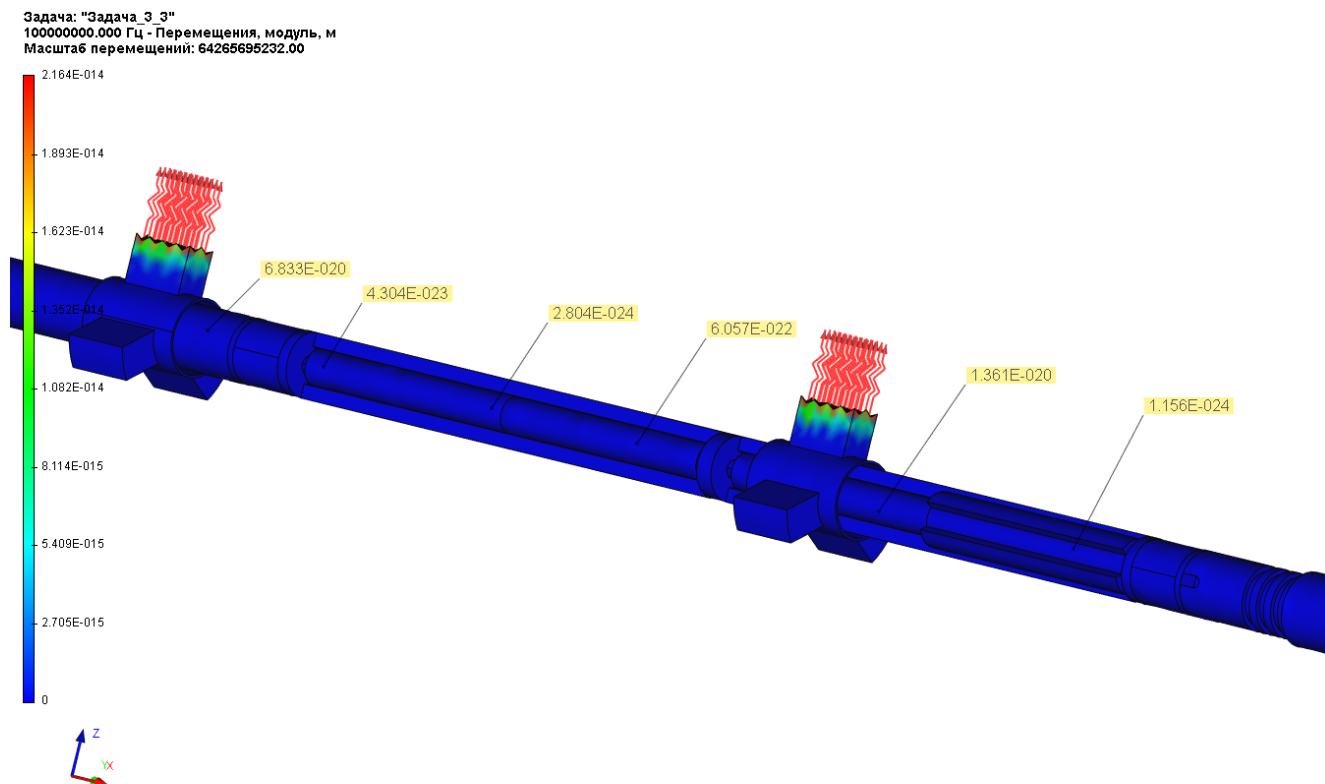


Рисунок 3.13 – Осевое перемещение (мм.) под воздействием ускорении 10 G и частотой 100000000 Гц

Температурное воздействие на устройство тем больше, чем глубже по вертикали происходит углублении скважины. Градиент увеличения температуры равен $3,3^{\circ}$ C, что означает на глубине 2500 метров по вертикали (примерное залегание продуктивных горизонтов Ю₁¹, Ю₁²) температура $\approx 83^{\circ}$ C. В процессе бурения вдоль устройства проходит непрерывный поток промывочной жидкости, который охлаждает его. Все компоненты устройства пригодны для работы до 150° C, как было приведено в главе 3.2 для кристалла NaI(Tl) световой выход при повышении температуры падает и соответственно амплитуда напряжения на выходе из ФЭУ тоже, следовательно, порог напряжения, подаваемого на

дискриминатор, необходимо снижать на 35% при максимальной температуре работы устройства 120° С для компенсации данного процесса.

3.4 Выводы по главе 3

1 Оптимальным детектором гамма-излучения является сцинтилляционный детектор на основе кристалла NaI(Tl). Благодаря высокой эффективности регистрации гамма-квантов, высокому световому выходу и качественной регистрации гамма-излучения при использовании детекторов малого объема позволяет создать малогабаритное устройство, универсальное для использования на всех стадиях бурения. Ввиду того, что кристалл NaI(Tl) гигроскопичен, необходимым условием является помещение его в герметичный корпус.

2 Эффективность регистрации гамма-квантов, достаточную для проведение работ при сопровождении бурения горизонтальных скважин, обеспечивает сцинтилляционный детектор NaI(Tl) объемом более 20 см³.

3 Исходя из математических расчетов, предельный радиус регистрации гамма квантов, при бурении в осадочных горных породах равен 49 см.

ГЛАВА 4

АППАРАТУРА КОНТРОЛЯ ПОЛОЖЕНИЯ БУРОВОГО ИНСТРУМЕНТА В ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЕ

Аппаратурой контроля положения бурового инструмента в горизонтальной скважине является комплекс, включающий устройство контроля положения бурового инструмента в горизонтальной скважине и устройство ретрансляции данных телеметрической системы с электромагнитным каналом связи.

Для получения экспериментальных данных был разработан макет устройства контроля положения бурового инструмента горизонтальной скважины (далее – устройство) представляет собой модуль, который изготовлен на основе сцинтиллятора NaI(Tl) – СДН.52.16.40 и ФЭУ-86 со схемой выделения и усиления сигнала, за обработку и передачу данных в режиме реального времени отвечает микроконтроллер ATMEGA AT89C2051 [59].

В процессе разработки и эксплуатации макета устройства для контроля положения бурового инструмента в стволе горизонтальной скважины решались следующие задачи:

- оценка адекватности измерения естественного гамма-излучения горных пород за единицу времени фоновым детектором гамма-излучения (всенаправленным);
- оценка адекватности измерения естественного гамма-излучения горных пород за единицу времени направленным детектором гамма-излучения;
- передача измеренных данных на ПК в режиме реального времени;
- определение максимального расстояния для регистрации изменения естественного гамма-излучения горных пород;
- определение коэффициента затухания вносимого НУБТ;
- определение регистрационных характеристик направленного детектора гамма-излучения.

4.1 Апробация работы устройства контроля положения бурового инструмента в горизонтальной скважине

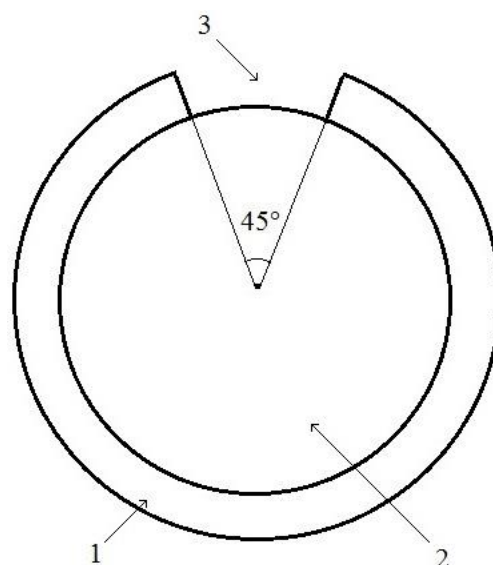
Измерения гамма-активности были проведены в лабораторных условиях с использованием источника Натрий-22 (^{22}Na), так и в полевых условиях с источником Америций-241 (^{241}Am). Время дискретизации было выбрано равным одной секунде, соответственно единица измерения гамма-активности имп/сек.

В процессе эксплуатации макета устройства было проведено исследование регистрации гамма-активности в зависимости от удаленности источника ^{241}Am в полевых условиях. Смоделированы три ситуации:

- приближение к границе пласта-коллектора в процессе регистрации гамма-излучения основным детектором;
- приближение к границе пласта-коллектора в процессе регистрации гамма-излучения направленным детектором ориентированным на источник гамма-излучения;
- приближение к границе пласта-коллектора в процессе регистрации гамма-излучения направленным детектором ориентированным в противоположную сторону от источника гамма-излучения.

В процессе проведения исследования фоновое гамма-излучение горных пород составило 30 имп/с. На расстоянии 0,9 м. от источника зарегистрированное гамма-излучения ровнялось 304 имп/с. Превышение гамма-фона в десять раз свидетельствует о том, что максимальное расстояние для регистрации изменения естественного гамма-излучения горных пород находится в диапазоне от 0,8 до 1 м. без учета влияния затухания вносимого НУБТ.

Направленный детектор гамма-излучения помещен в свинцовый кожух с окном для регистрации гамма-квантов по направлению бурения (рисунок 4.1) [60].



1 – свинцовый кожух, 2 – сцинтиллятор NaI(Tl), 3 – окно для регистрации гамма квантов.

Рисунок 4.1 – Направленный детектор гамма-излучения в разрезе

На примере макетного образца устройства был проведен эксперимент в процессе, которого выявлена зависимость регистрации гамма-излучения направленным детектором гамма-излучения от размеров окна (от 45° до 60°). Также была количественно оценена разница значений регистрации гамма-квантов, между направленным и основным детектором гамма-излучения, которая составила от 30% до 52% от значений основного детектора гамма-излучения (рисунок 4.2).

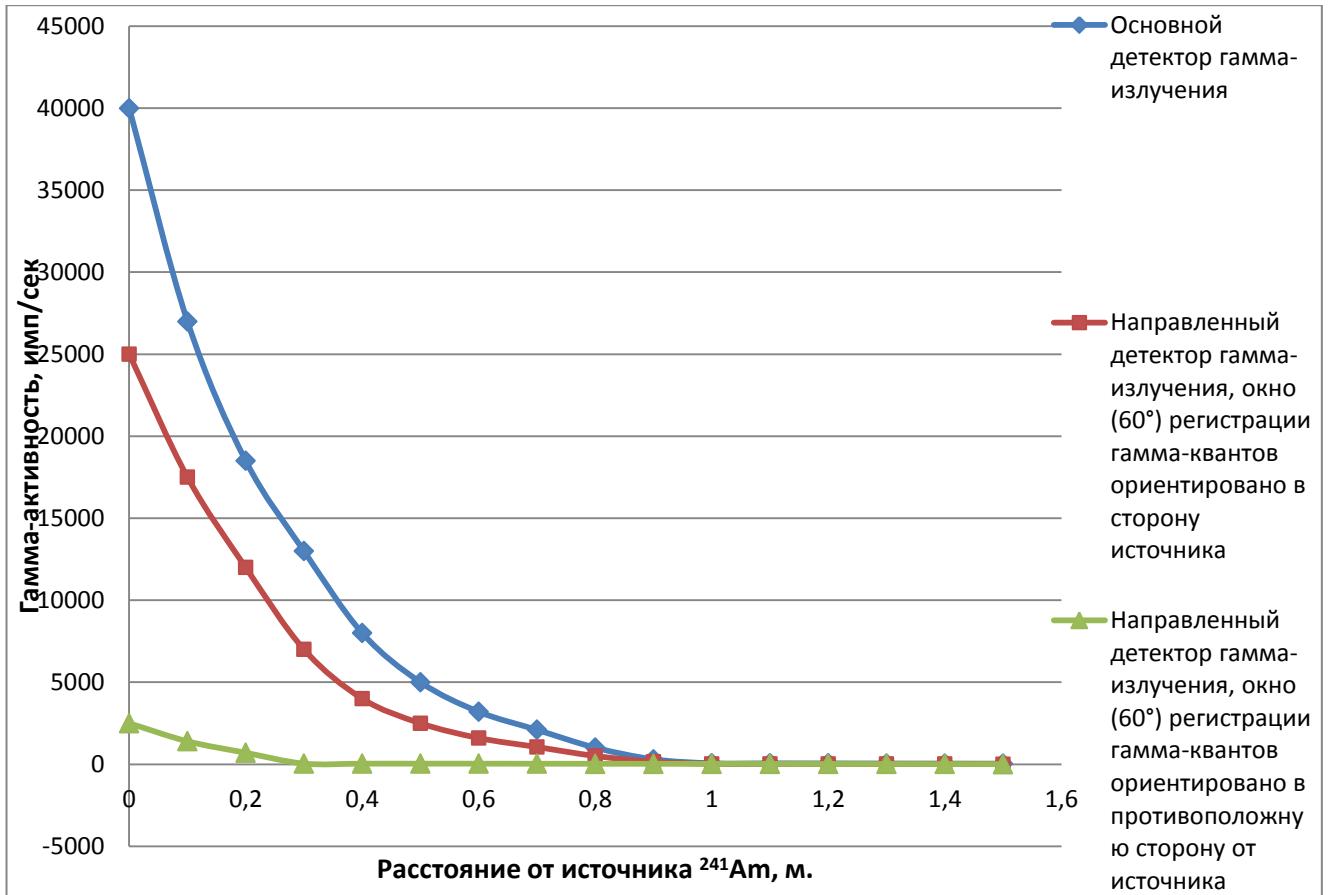


Рисунок 4.2 – Распределение гамма-излучения в горной породе в зависимости от расстояния до источника

Обеспечение единства геофизических измерений основного и направленного детектора гамма-излучения осуществляют с использованием образцовых точечных гамма-источников и аттестованных и сертифицированных поверочных дозиметрических установок.

Проведено лабораторное исследование зависимости регистрации гамма-активности направленным детектором гамма-излучения в процессе разворота устройства вокруг своей оси, на фиксированном удалении от источника Натрий-22 (^{22}Na) (рисунок 4.3). Замер производился в каждом секторе разворота устройства с интервалом в 30° .

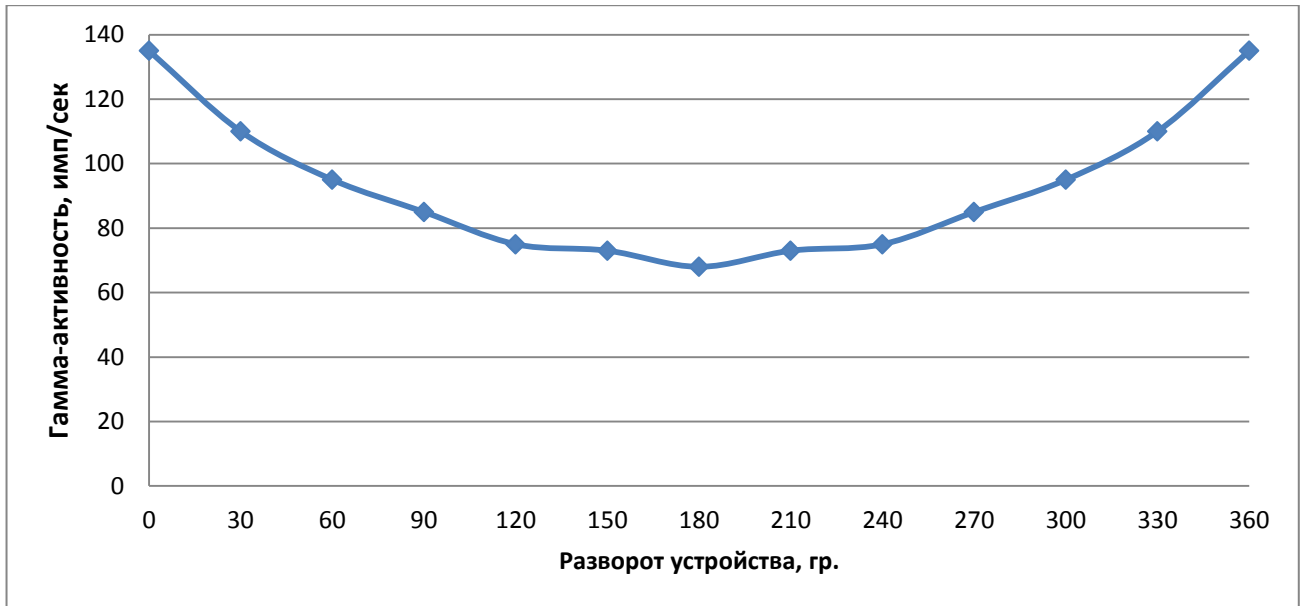


Рисунок 4.3 – Распределение гамма-активности при развороте устройства

Распределение гамма-активности зарегистрированное направленным детектором гамма-излучения при развороте устройства свидетельствует о том, что на одном и том же удалении от источника гамма-квантов значение гамма активности изменяется практически в два раза в зависимости от того как ориентирован направленный детектор гамма-излучения относительно источника гамма-квантов. Максимальные значение гамма-активности зафиксированы при положении окна для регистрации гамма-квантов, ориентированным на источник Натрий-22 – 135 имп/с, минимальные значения – 68 имп/с зарегистрировано при положении окна направленного детектора в противоположном направлении от источника. Минимальные значения гамма-активности соответствуют значению угла поворота 180° , когда окно направленного детектора было ориентирован в противоположном направлении от источника, определение сектора бурения для предотвращения пересечения продуктивного горизонта находится в пределах 60° и определяется шириной окна направленного детектора устройства контроля положения бурового инструмента в горизонтальной скважине.

Гамма-излучение имеет значительно большую проникающую способность, чем альфа- и бета-излучения. Гамма-кванты, имея нулевую массу покоя, не

испытывают замедления в среде, что приводит к поглощению или рассеиванию при взаимодействии с материей.

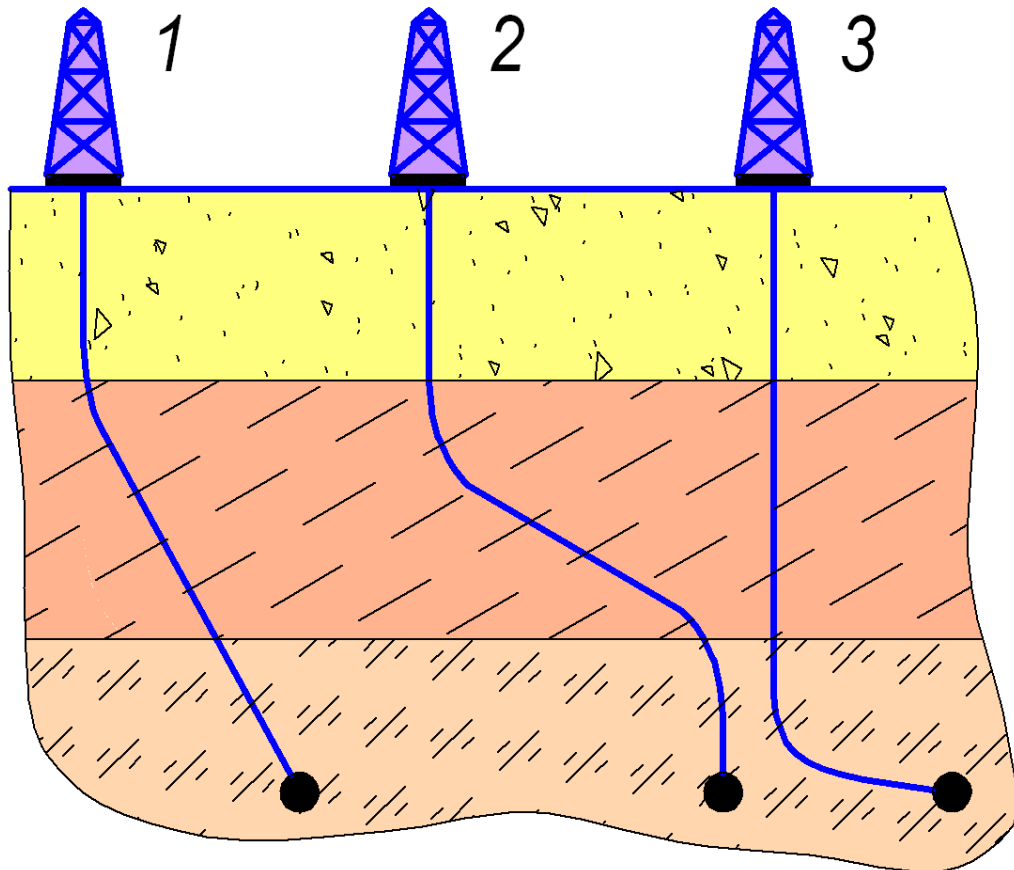
Расчет ослабления гамма-излучения при прохождении через стенку НУБТ осуществляется по формуле 3.12. Линейный коэффициент ослабления для стали $\mu_l = 0,33$ при средней энергии гамма-квантов 2 МэВ и толщине стали 2 см (сопоставимо с толщиной стенки НУБТ) гамма-излучение ослабнет на 30% от первоначального значения.

Ранее было определено, что максимальное расстояние для регистрации изменения естественного гамма-излучения горных пород находится в диапазоне от 0,8 до 1 м без учета влияния затухания вносимого НУБТ. Следовательно, максимальное расстояние для регистрации изменения естественного гамма-излучения горных пород, с учетом влияния НУБТ находится в диапазоне от 0,56 до 0,7 м.

4.2 Процедура контроля положения бурового инструмента в горизонтальной скважине относительно границ продуктивного горизонта

Скважина – цилиндрическая горная выработка, сооружаемая без доступа в нее человека и имеющая диаметр во много раз меньше длины [61]. Начало скважины на поверхности земли называют устьем, окончание скважины забоем, а стенки скважины образуют ее ствол. Существует два вида бурения: бурение вертикальных скважин и направленных.

Профили направленных скважин, в большинстве случаев, делятся на три вида: тангенциальные скважины, S-образные скважины, J-образные скважины (рисунок 4.4). Другие виды профилей можно считать промежуточными видами или комбинацией вышеперечисленных профилей.



1 – тангенциальная, 2 – S-образная, 3 – J-образная.

Рисунок 4.4 – Профили наклонно-направленных скважин

Тангенциальные скважины, как правило, бурят с отклонением вблизи устья до набора необходимого угла, а далее бурят с набранным углом до проектной глубины. Подобный вид используют для строительства скважин в простых геологических условиях при средней глубине забоя, если не используются промежуточные колонны. Данный профиль дает возможность наибольшего отклонения ствола скважины от вертикали при наименьшем зенитном угле, в связи с этим профиль выбирают при кустовом бурении.

При S-образном профиле, бурят вертикальный участок ствола, затем отклоняются на некоторый угол, а после проходки необходимого расстояния, угол отклонения постепенно уменьшают и приводят ствол скважины в вертикальное положение.

S-образный профиль применяется:

- при наличии газовых зон, соленой воды и другие геологических факторов требующих применения промежуточных обсадных колонн;
- при глушении аварийно-фонтанирующей скважины;
- при кустовом бурении, когда необходимо рассредоточить забои скважин.

J-образный профиль используется, когда нужно отклонить забой от вертикали на значительных глубинах. При этом скважина бурится на необходимую глубину вертикально, после чего начинается участок отклонения ствола, угол наклона постоянно растет, пока скважина не достигнет проектной глубины. Подобные скважины бурятся для вскрытия пластов, находящихся под солевыми куполами, при кустовом бурении, а также вскрытия глубоких залежей.

Горизонтальные скважины имеют J-образный профиль с большим зенитным углом (как правило 85 – 95 градусов). Бурение в продуктивной залежи горизонтального участка большой протяженности обеспечивает увеличение нефтегазоотдачи месторождения. Главным преимуществом горизонтальных скважин по сравнению с вертикальными и наклонно-направленными является увеличение дебита в 2 – 10 раз благодаря увеличению фильтрационной поверхности ствола скважины и расширения области дренирования [62].

При бурении горизонтальных скважин, для обеспечения входа в пласт под проектным углом, необходимым требованием является точное определение глубины залегания продуктивного горизонта по вертикали. Как правило, данный вопрос решается путем:

- бурения тангенциальной или S-образной скважины для уточнения глубины залегания пласта по вертикали с последующим бурением горизонтальной скважины в продуктивный горизонт (рисунок 4.5);
- бурения горизонтальной скважины с пересечением продуктивного горизонта и выхода в него со стороны подошвы (рисунок 4.6).

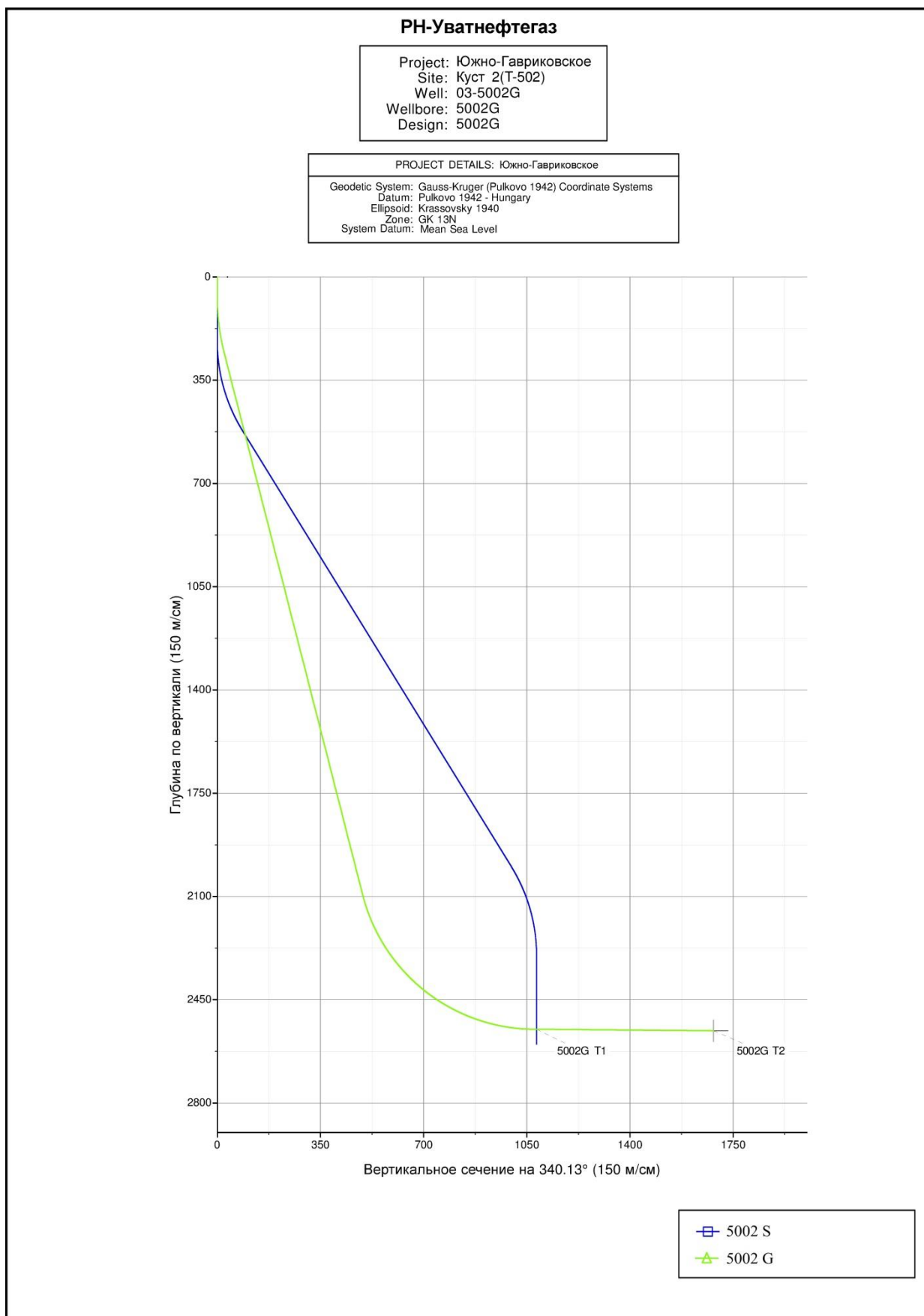


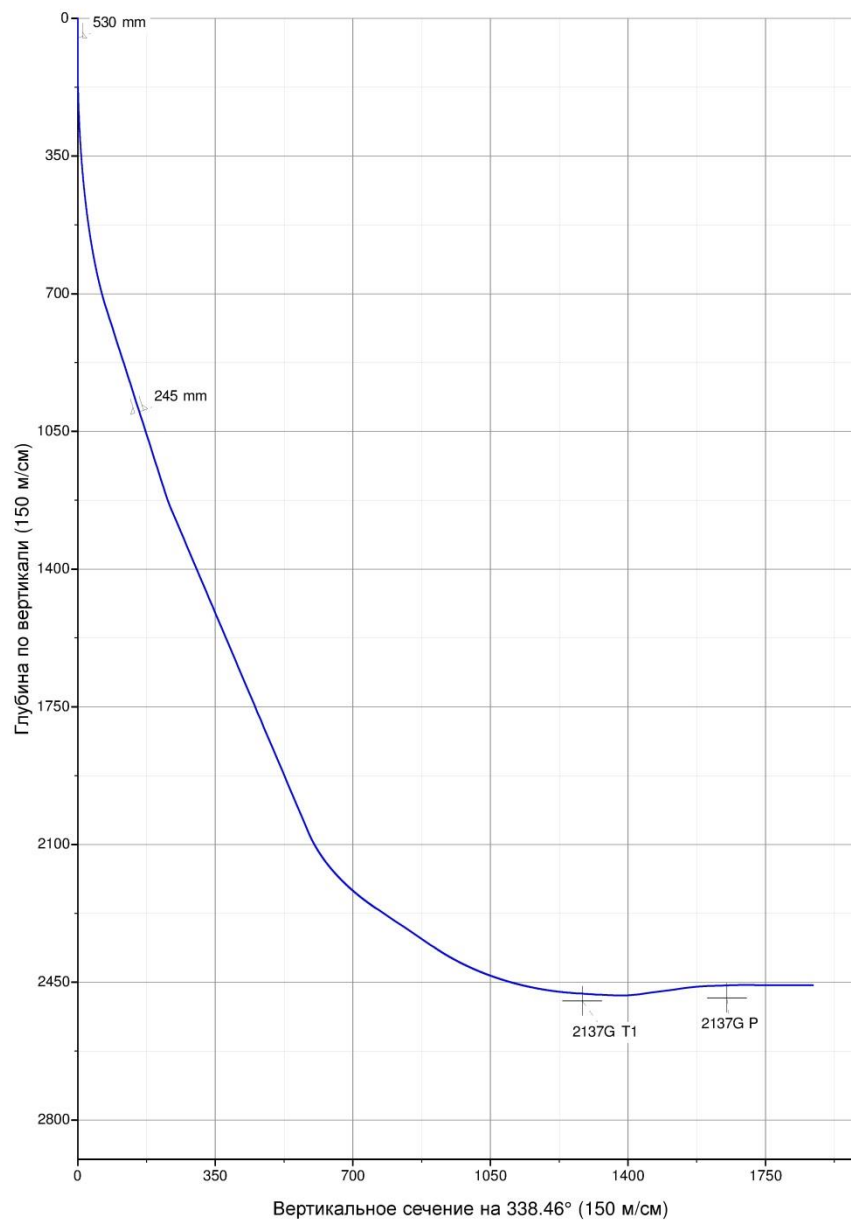
Рисунок 4.5 – Бурение S-образной скважины для определения глубины залегания продуктивного горизонта

РН-Уватнефтегаз

Project: Южно-Гавриковское
 Site: Куст 1(Т-502)
 Well: 07-2137G
 Wellbore: 2137G P
 Design: 2137G P Rev.0

PROJECT DETAILS: Южно-Гавриковское

Geodetic System: Gauss-Kruger (Pulkovo 1942) Coordinate Systems
 Datum: Pulkovo 1942 - Hungary
 Ellipsoid: Krassovsky 1940
 Zone: GK 13N
 System Datum: Mean Sea Level



2137G

Рисунок 4.6 – Бурение горизонтальной скважины с пересечением продуктивного горизонта

Оба способа позволяют не только определить глубину залегания продуктивного горизонта по вертикали, но и в процессе пересечения продуктивного горизонта замерить значения фонового гамма-излучения, как перекрывающих пород, так и продуктивного горизонта.

Блок схема процедура контроля положения бурового инструмента в горизонтальной скважине относительно границ продуктивного горизонта представлена на рисунке 4.7. Устройство контроля положения бурового инструмента в процессе горизонтального бурения осуществляет регистрацию гамма-излучения основным детектором, на показания которого влияет фоновое гамма-излучение горных пород. Зная значения фонового гамма-излучения продуктивного горизонта и перекрывающих пород, и анализируя показания основного детектора гамма-излучения можно достоверно определить нахождение бурового инструмента в центре продуктивного горизонта либо приближение к его границам. По мере приближения бурового инструмента к границам продуктивного горизонта фоновое гамма-излучения будет возрастать, благодаря влиянию плотных перекрывающих пород (глин). Положение бурового инструмента относительно границ продуктивного горизонта, позволяет определить направленный детектор гамма-излучения, для этого необходимо прекратить углубление ствола скважины и произвести разворот бурового инструмента вокруг своей оси с одновременным замером гамма-излучения горных пород в каждом секторе разворота. Максимальные значения гамма-излучения горных пород в секторе поворота будут соответствовать направлению, в котором находится граница продуктивного горизонта. Минимальные значения гамма-излучения горных пород в секторе поворота будут соответствовать направлению в центр продуктивного горизонта. Исходя из анализа полученных данных, необходимо скорректировать направление бурения, для предотвращения пересечения границ продуктивного горизонта. После отдаления от границы продуктивного горизонта и уменьшения фонового гамма-излучения горных пород до значений соответствующих продуктивному горизонту – продолжить регистрацию фонового гамма-излучения основным детектором.

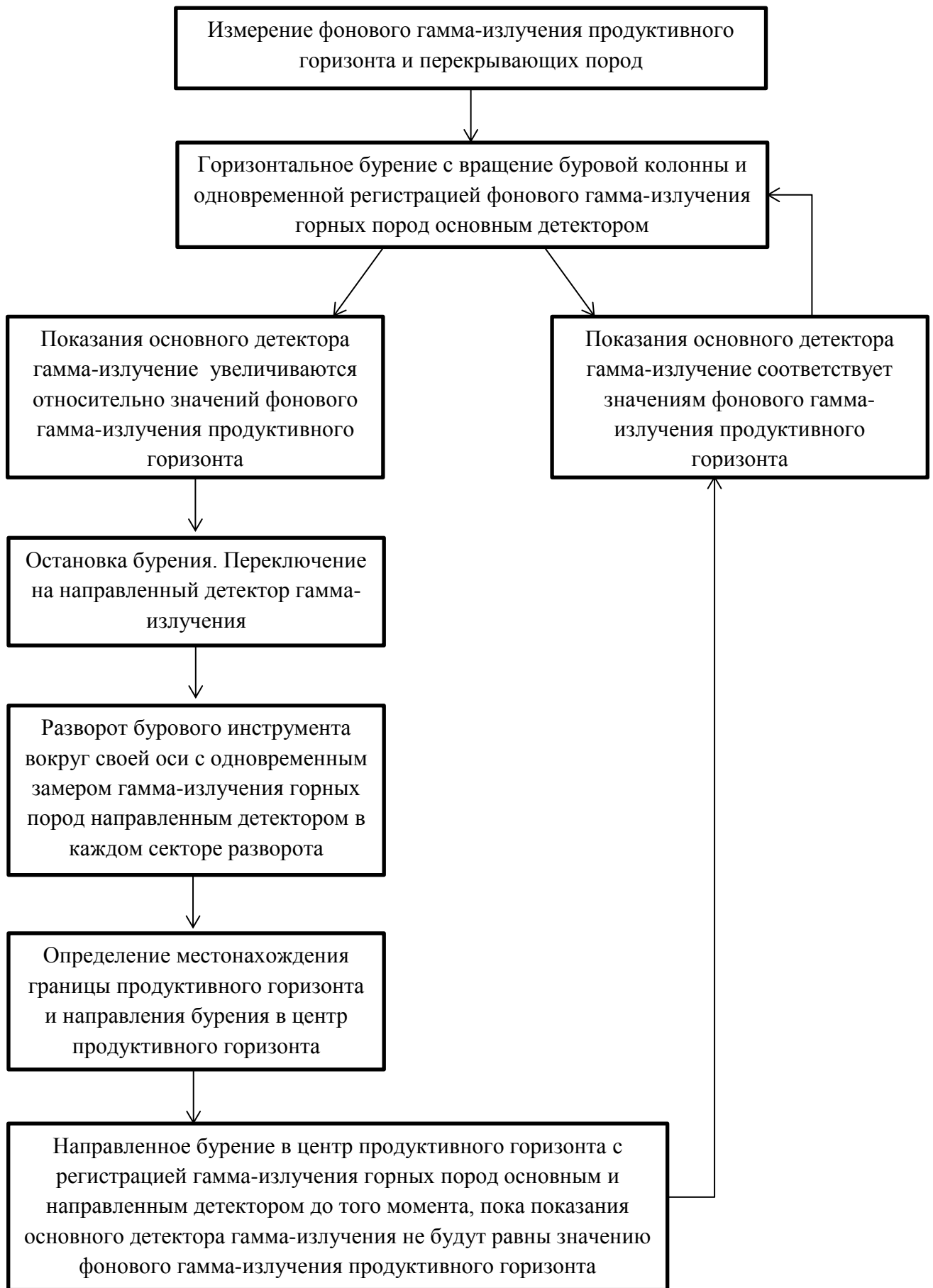


Рисунок 4.7 – Блок схема процедура контроля положения бурового инструмента в горизонтальной скважине относительно границ продуктивного горизонта

Устройство контроля положения бурового инструмента в процессе горизонтального бурения при приближении к границе продуктивного горизонта позволяет в течении (10 – 15) минут определить местоположение границы продуктивного горизонта и скорректировать направление бурения для предотвращения ее пересечения.

Применяемые на практике устройства, основанные на регистрации фонового гамма-излучения горных пород, позволяют зафиксировать факт приближения к границе продуктивного горизонта, после чего оператором принимается решение пробурить направленно по одной бурильной трубе (длина бурильной трубы варьируется от 9 до 12,5 м. в зависимости от типа буровой установки) в каждый сектор установки отклонителя (0° , 90° , 180° , 270°). В процессе бурения каждой бурильной трубы, оператор следит за тенденцией изменения фонового гамма-излучения горных пород, в случае увеличения значений фонового гамма-излучения горных пород бурение в данный сектор прекращается, производится разворот бурового инструмента на 90 градусов и начинается направленное бурение в другой сектор. На месторождениях Западной Сибири продуктивный горизонт залегает на глубине от 2300 до 2500 м. по вертикали, минимальное время бурения одной бурильной трубы горизонтальной скважины составляет минимум 45 минут. При благоприятном стечении обстоятельств и уменьшении значений фонового гамма-излучения в процессе бурения первой бурильной трубы, минимальное затраченное время составит от 45 до 60 минут. При неблагоприятном стечении обстоятельств, временные затраты могут составить до 6 часов или вообще привести к пересечению продуктивного горизонта и консервации скважин.

Устройство и процедура контроля положения бурового инструмента в горизонтальной скважине относительно границ продуктивного горизонта позволяет минимум в три раза сократить время принятия решения для определения направления бурения и предотвращения пересечения продуктивного горизонта.

4.3 Устройство ретрансляции данных телеметрической системы

Применение устройства контроля положения бурового инструмента в горизонтальной скважине увеличивает объем передаваемых данных телеметрической системы и для того, чтобы это не отразилось на плотности замеров, приходится уменьшать механическую скорость бурения, что негативно сказывается на сроках строительства скважин.

Телеметрические системы для передачи данных в процессе бурения используют три канала связи: электропроводной, гидравлический и электромагнитный. Каждый канал связи имеет свои преимущества и недостатки. Область применения каждого канала связи обуславливается экономической целесообразностью и технолого-геологическим условиям бурения [63].

Электропроводной канал связи обладает рядом существенных преимуществ перед другими каналами связи – это максимальная информативность, быстроедействие, помехоустойчивость, достоверность связи, отсутствие потерь гидравлической энергии, возможность двусторонней связи, наземный источник электрической энергии [64]. Самым существенным недостатком электропроводного канала связи, создающим существенные сложности при бурении, является наличие кабеля в бурильной колонне. Прокладка и защита кабеля от механических повреждений приводит к значительному увеличению времени строительства скважины, наличие кабеля запрещает возможность вращения колонны в процессе бурения, что может привести к осложнениям ствола скважины и привести к аварии, также возникает необходимость доставки забойного модуля до места посадки при зенитных углах более 60°.

Телесистемы с гидравлическим каналом связи используют устройство (пульсатор), создающее в потоке промывочной жидкости импульсы давления. Существует три типа сигнала, создаваемых пульсатором: положительный и отрицательный импульсы или непрерывная волна. Положительный гидравлический импульс образуется за счет частичного кратковременного перекрытия потока промывочной жидкости. Отрицательный гидравлический импульс генерируется путем кратковременного перепуска части жидкости в

затрубное пространство посредством бокового клапана. Гидравлический сигнал, близкий к гармоническому колебанию (непрерывная волна), образуется за счет вращения клапана пульсатора с помощью электродвигателя. Гидравлические импульсы передаются по потоку промывочной жидкости на поверхность, где регистрируются датчиком давления. Преимуществом данного вида связи является простота использования и неограниченная глубина передачи сигнала. Недостатком гидравлического канала связи – малая информативность, ограниченная низкой скоростью передачи данных, необходимость в забойном источнике электрической энергии, слабая помехоустойчивость, затраты гидравлической энергии для работы передатчика, невозможность работы в условиях неблагоприятных для прохождения гидроимпульса: при бурении пневматическим способом, использовании пенообразных материалов или газированных растворов.

Электромагнитный канал связи основан на распространении электромагнитных волн, образующихся между изолированными участками колонны бурильных труб и протекающих по горной породе. Сигнал регистрируется приемными антеннами, установленными на поверхности земли на расстоянии друг от друга, как разность потенциалов от растекания тока по горной породе. К преимуществам электромагнитного канала связи относится более высокая информативность и скорость передачи данных по сравнению с гидравлическим каналом связи. К недостаткам стоит отнести ограничение по глубине бурения скважин, зависящая от проводимости горных пород, уменьшение помехоустойчивости сигнала с увеличением глубины скважины, сложность установки антенны в труднодоступных местах.

Электропроводный и гидравлический каналы связи непригодны для использования в нашей ситуации, ввиду значительного увеличения сроков строительства скважины и низкой скорости передачи данных соответственно.

Электромагнитный канал связи затухает с увеличением глубины скважины, что приводит к уменьшению несущей частоты электромагнитного сигнала и уменьшения объема передаваемой информации. Для решения данной проблемы

необходимо разработать устройство ретрансляции данных телеметрической системы.

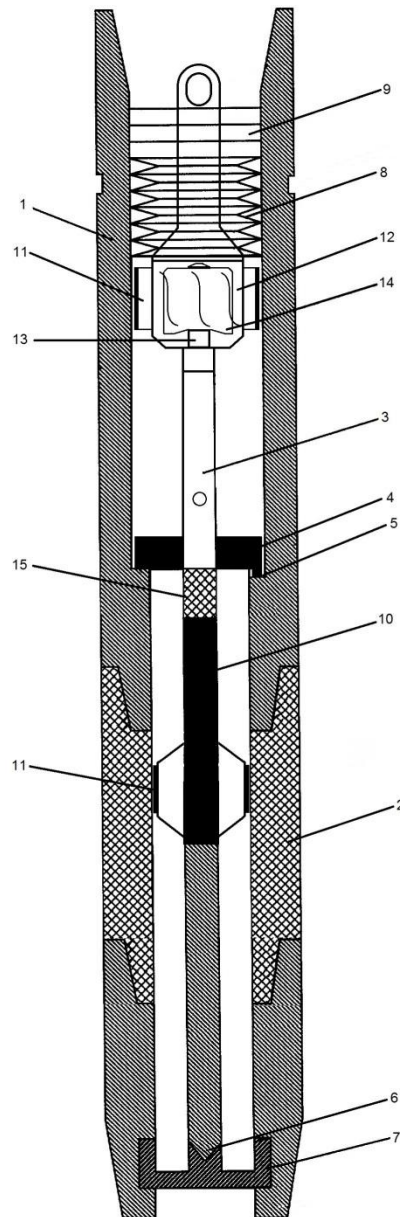
Задачей разрабатываемого устройства является увеличение достоверности и скорости передачи данных, улучшение помехоустойчивости передаваемого сигнала при использовании телеметрической системы на основе электромагнитного канала связи в процессе бурения скважин.

Концепция проектируемого устройства ретрансляции данных телеметрической системы

Задача решается тем, что при снижении регистрационных характеристик электромагнитного сигнала, принимаемого от телеметрической системы, в состав компоновки бурильной колонны включают устройство ретрансляции данных телеметрической системы с электромагнитным каналом связи (рисунок 4.8) [65].

Устройство ретрансляции данных телеметрической системы с электромагнитным каналом связи состоит из корпуса генератора соединённого с корпусом изолятора, которые включаются в состав компоновки бурильной колонны. Внутри корпуса генератора и изолятора устанавливается турбогенератор, обеспечивающий устройство ретрансляции электрической энергией, он расположен на верхней крестовине с Т-образным пазом, предотвращающим радиальное перемещение. Осевое перемещение снизу блокирует удлинитель блока электроники, который устанавливается в нижнюю крестовину, а сверху устройство ретрансляции фиксирует ниппель бурильной трубы через поджимную пружину с набором дистанционных колец. Для поглощения вибрационных воздействий и ударов на турбогенераторе и блоке электроники установлены амортизирующие резиновые центраторы. При прохождении тока верхняя крестовина и корпус генератора образуют верхнюю дипольную антенну, а нижняя крестовина и нижняя часть корпуса изолятора образуют нижнюю дипольную антенну. Турбогенератор содержит ракету генератора, для разделения потока промывочной жидкости, внутри которой, на валу установлен шнек, приводимый в движение гидравлической силой потока.

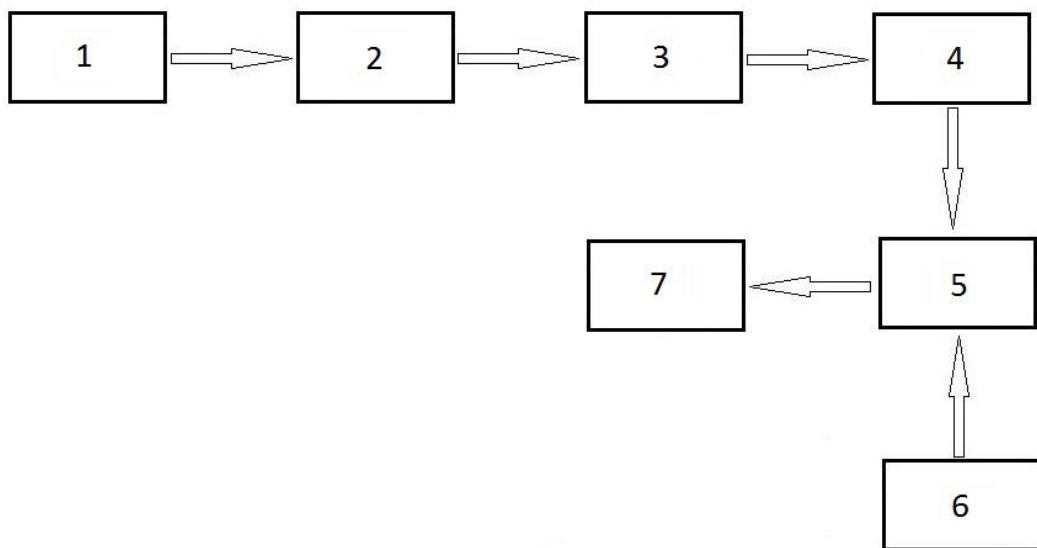
Диэлектрическая вставка соединяет турбогенератор с блоком электроники. Блок электроники обеспечивает прием, усиление и дальнейшую передачу полученного электромагнитного сигнала (рисунок 4.9).



1 – корпус генератора, 2 – корпус изолятора, 3 – турбогенератор, 4 – верхняя крестовина, 5 – Т-образный паз, 6 – удлинитель блока электроники, 7 – нижняя крестовина, 8 – поджимная пружина, 9 – дистанционные кольца, 10 – блок электроники, 11 – резиновые центраторы, 12 – ракета генератора, 13 – вал генератора, 14 – шнек, 15 – диэлектрическая вставка.

Рисунок 4.8 – Устройство ретрансляции данных телеметрической системы с электромагнитным каналом связи

В процессе монтажа и демонтажа устройства ретрансляции данных телеметрической системы с электромагнитным каналом связи, подъем корпуса генератора и корпуса изолятора осуществляется при помощи хомута, который фиксируют в проточке на корпусе генератора. Установку и фиксацию внутренней части устройства ретрансляции осуществляют за счет монтажного отверстия ракеты генератора.



1 – дифференциальный усилитель, 2 – фильтр низких частот, 3 – блок АРУ, 4 – компаратор, 5 – контроллер, 6 – источник постоянного тока, 7 – усилитель мощности сигнала.

Рисунок 4.9 – Схема блока электроники

Принцип работы

В процессе бурения скважины, при уменьшении соотношения сигнал/шум ниже порогового, в компоновку бурильной колонны включают устройство ретрансляции данных телеметрической системы с электромагнитным каналом связи. Принцип действия данного устройства основан на измерении тока, протекающего по компоновке бурильной колонны, наведенного диполем телеметрической системы с электромагнитным каналом связи. Поток промывочной жидкости приводит в действие шнек, который раскручивает вал

турбогенератора, обеспечивающий электрической энергией блок электроники. Электромагнитный сигнал от телеметрической системы через верхнюю крестовину, нижнюю крестовину и удлинитель блока электроники создают импульс тока на входе в дифференциальный усилитель блока электроники в виде разности потенциалов. Полученный сигнал через фильтр низких частот, блок автоматической регулировки усиления и компаратор подается на вход контроллера, который запитан от источника постоянного тока. Не изменяя модуляцию и кодировку сигнала, полученного от телеметрической системы, контроллер ретранслирует сигнал посредством верхней и нижней дипольных антенн, разделенных диэлектрическим слоем корпуса изолятора.

4.3.1 Апробация работы устройства ретрансляции данных телеметрической системы

На основе макета устройства ретрансляции данных телеметрической системы, была проведена апробация работы и измерена амплитуда электромагнитного сигнала от телеметрической системы с использованием устройства ретрансляции [66]. Полученные данные приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Анализ качества приема сигнала полученного при использовании устройства ретрансляции данных телеметрической системы

Глубина		Время		Исследуемые параметры					Примечания
По стволу	По вертикали	Дата	Время	Уровень сигнала (10 Гц)	Уровень сигнала (5 Гц)	Уровень сигнала (2,5 Гц)	Уровень сигнала (1,25 Гц)	Достоверность	
				Прием. станция	Прием. станция	Прием. станция	Прием. станция	Прием. станция	
				Дб	Дб	Дб	Дб	отн. Ед.	
1720	1371	14.05.16	6:30	-70				89	
1827	1440	14.05.16	11:00	-77/-56				84/97	Установка ретранслятора
2003	1577	14.05.16	18:30	-57				95	
2112	1669	15.05.16	02:00	-59				91	
2308	1775	15.05.16	13:30	-64				86	
2504	1940	15.05.16	20:30	-67				83	

2656	2080	16.05.16	08:00	-71				79	
2799	2223	16.05.16	15:00	-74				75	
2894	2305	16.05.16	23:30	-79				69	
3010	2413	17.05.16	09:30	-83	-69			64/81	Перешли на 5Гц
3169	2572	17.05.16	23:00		-73			78	

На основе анализа полученных данных можно сделать вывод, что после монтажа устройства ретрансляции данных телеметрической системы в состав компоновки бурильной колонны амплитуда сигнала выросла на 27%, а достоверность уровня сигнала выросла на 15,5 %. Бурения практически всего ствола скважины шло на максимальной несущей частоте сигнала и позволяло работать с высокой информативностью получаемых данных. Электромагнитный сигнал стал захватывать только после вскрытия продуктивного горизонта и после того, как были получены параметры естественное гамма излучение нефтяного пласта. Частота в 5 Гц является так же довольно информативной с высокой скоростью передачи данных, хоть и вдвое меньше чем частота 10 Гц.

Полученные данные так же были проанализированы с результатами бурения идентичной скважины без применения устройства ретрансляции данных телеметрической системы, они приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Анализ качества приема сигнала полученного без использования устройства ретрансляции данных телеметрической системы

Глубина		Время		Исследуемые параметры					Примечания
По стволу	По вертикали	Дата	Время	Уровень сигнала (10 Гц)	Уровень сигнала (5 Гц)	Уровень сигнала (2,5 Гц)	Уровень сигнала (1,25 Гц)	Достоверность	
				Прием. станция	Прием. станция	Прием. станция	Прием. станция	Прием. станция	
				Дб	Дб	Дб	Дб	отн. Ед.	
1711	1356	24.04.16	2:00	-72				91	
1835	1445	24.04.16	5:30	-77				83	
1970	1543	24.04.16	12:30	-79				77	
2077	1621	24.04.16	17:30	-83	-71			48/85	Перешли на 5 Гц
2349	1817	25.04.16	15:00		-74			80	

2484	1927	26.04.16	3:00		-76			76	
2627	2054	26.04.16	12:20		-80			69	
2730	2151	26.04.16	20:30		-81			61	
2768	2186	27.04.16	23:00		-82	-68		54/88	Перешли на 2.5 Гц
2990	2407	28.04.16	13:30			-72		82	
3150	2560	29.04.16	1:00			-74		79	

Проведя сравнения качества приема сигнала между двумя скважинами, пробуренными с применением ретрансляционного модуля для телеметрической системы и без, можно сделать вывод:

1 сигнал на частоте 10 Гц в скважине, пробуренной без применения устройства ретрансляции данных телеметрической системы, начинает затухать уже на глубине 2000 м. по стволу скважины, а в интервале глубины 2100 м. он находится на уровне шума и не пригоден для декодирования, вследствие этого, приходится переключать несущую частоту электромагнитного сигнала на 5 Гц;

2 в интервале глубины 2800 м., сигнал на частоте 5 Гц также приближается к шумовому порогу, приходится снова снижать несущую частоту сигнала до 2,5 Гц. Тем самым в интервале продуктивного горизонта 2930-2950 м. несущая частота сигнала упала в 4 раза, следовательно, скорость передачи данных тоже упала в 4 раза;

3 в интервале продуктивного горизонта 2930-2950 м. при бурении с использованием устройства ретрансляции данных телеметрической системы скорость передачи данных в 4 раза выше, чем при бурении с использованием только телесистемы, при схожей достоверности электромагнитного сигнала;

4 применение устройства ретрансляции данных телеметрической системы позволят вскрывать продуктивный горизонт на максимальной частоте телеметрической системы, тем самым позволяя предавать регистрируемые данные на максимальной скорости и работать без уменьшения механической скорости бурения, что сокращает срок строительства скважины (в данном случае на два дня).

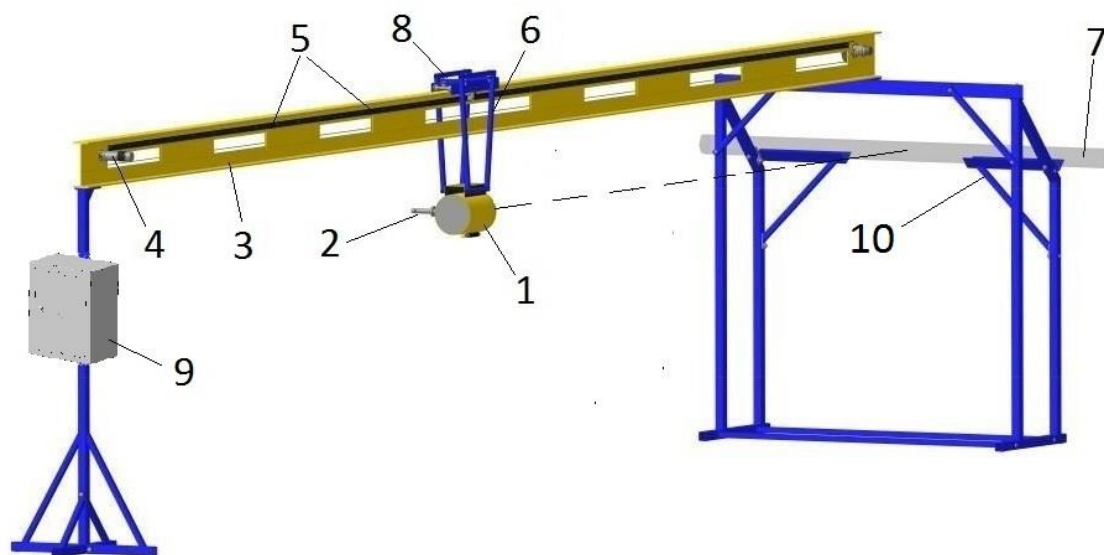
4.4 Метрологическое обеспечение аппаратуры контроля положения бурового инструмента в горизонтальной скважине

Специфика метрологического обеспечения (МО) радиометрических методов заключается в том, что измерение параметров геофизических полей производят в условиях естественного залегания, когда калибровочные меры должны воспроизводить эти условия, а полезный сигнал осложнен практически не поддающимися учету помехами. Из этого следует, что роль эталонов отводится стандартным образцам, более или менее адекватно отражающим условия измерений в естественном залегании [67-77].

В аппаратуре контроля положения бурового инструмента в горизонтальной скважине в качестве измеряемого параметра принята мощность экспозиционной дозы (МЭД) естественного гамма-излучения горных пород. Диапазон измерений МЭД для аппаратуры на основе детектора гамма-излучения NaI(Tl) устанавливаются в пределах от 0 до 100 мкР/ч. Пределы допускаемой основной относительной погрешности нормируют не более $\pm 10\%$.

Градуировку и калибровку аппаратуры гамма-каротажа осуществляют с использованием образцовых точечных гамма-источников и поверочных дозиметрических установок типа УАК-ИГК, УПГК, УПГД-2. На рисунке 4.10 показано аттестованное и сертифицированное устройство для автоматической калибровки интегрального канала ГК (детектора гамма-излучения). При градуировке и калибровке аппаратуры контроля положения бурового инструмента в горизонтальной скважине используется метод прямых измерений МЭД, воспроизводимой дозиметрической установкой на основе образцового точечного источника гамма-излучения Радий-226. Значения МЭД изменяются обратно-пропорционально квадрату расстояния от центра точечного источника гамма-квантов до центра детектора гамма-излучения – кристалла NaI(Tl). Спектр энергий источника Радий-226 отличается от спектра энергий горных пород, принятый подход вполне приемлем, так как аппаратура контроля положения бурового инструмента в горизонтальной скважине является счетчиком гамма-квантов, значения счета которого используется для привязки каротажных данных

к геологическому разрезу. Поэтому использование МЭД от источника Радий-226 обеспечивает единство геофизических измерений путем обеспечения соответствия единицы МЭД к государственному эталону России через эталонный геофизический дозиметр.



1 – коллиматор, 2 – держатель источника, 3 – балка, 4 – привод каретки, 5 – линейка, 6 – позиционный флажок, 7 – проверяемое устройство, 8 – каретка, 9 – блок управления, 10 – ложемент.

Рисунок 4.10 – Схема общего вида установки для автоматизированной калибровки УАК-ИГК-250

В установке УАК-ИГК-250 использован классический принцип действия, основанный на изменении количества гамма-квантов от точечного источника гамма-квантов 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-250 регламентированы следующие основные технические характеристики:

- диапазон воспроизведения мощности экспозиционной дозы гамма-излучения от 0,05 мкР/ч до 200 мкР/ч;
- пределы допускаемой основной относительной погрешности $\pm 5\%$ при МЭД 0,05 ÷ 100 мкР/ч, $\pm 7\%$ при МЭД 100 ÷ 200 мкР/ч;
- количество точек контроля - 7;

- режимы управления: ручной и автоматический;
- время калибровки и поверки аппаратуры не более 20 мин.

4.4.1 Градуировка

В общем случае градуировочная характеристика счетчика гамма-излучения представляет собой линейную зависимость частоты следования импульсов на выходе аппаратуры от МЭД, воспроизводимой в центре детектора гамма-излучения. График градуировочной функции - это прямая линия, проходящая через начало координат. При отсутствии гамма-квантов импульсы электрического тока на выходе аппаратуры контроля положения бурового инструмента в горизонтальной скважине отсутствуют.

Градуировочная характеристика представляет собой функцию:

$$N = K_{gk}W, \quad (4.1)$$

где N – выходной сигнал – частота импульсов (Имп/мин),

K_{gk} – 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 разделить на постоянную гамма-канала:

$$W = \frac{N}{K_{gk}}, \quad (4.2)$$

Методика измерений при градуировке аппаратуры контроля положения бурового инструмента в горизонтальной скважине, на основе счетчика гамма-квантов, включает регистрацию выходного сигнала при измерении МЭД космического (фонового) гамма-излучения и МЭД гамма-излучения, воспроизводимой установкой. При этом аппаратуру контроля положения бурового инструмента в горизонтальной скважине помещают в установку таким образом, чтобы центр детектора находился на оси коллиматора этой установки. Сначала измеряют фон космического гамма-излучения без источника не менее 5 раз. Определяют среднее значение выходного сигнала детектора гамма-излучения в импульсах в секунду \overline{N}_ϕ . Затем устанавливают источник Радий-226 в

коллиматор установки и последовательно воспроизводят эталонные значения МЭД (W_{si}), приблизительно равные 5, 10, 15, 20, 50, 75 и 100 мкР/ч. Регистрируют выходной сигнал канала в каждой точке контроля не менее 5 раз. Определяют среднее арифметическое значение выходного сигнала \bar{N}_i при каждом воспроизводимом значении МЭД. Затем для каждой точки воспроизведения МЭД из среднего значения выходного сигнала вычитают среднее значение МЭД, соответствующее космическому фону излучения:

$$\overline{N_{i-\phi}} = N_i - N_{\phi}. \quad (4.3)$$

Далее определяем коэффициент преобразования (постоянную канала) K_{gk} с использованием методики сглаживания результатов измерений методом наименьших квадратов:

$$K_{gk} = \frac{\sum_{i=1}^n \overline{N_{i-\phi}}}{\bar{W}_i}, \quad (4.4)$$

где \bar{W}_i среднее арифметическое значение измеренное значение МЭД.

Таблица 5 – градуировочные значения основного детектора гамма-излучения аппаратуры контроля положения бурового инструмента в горизонтальной скважине

$\overline{N_{i-\phi}}$	2202	4396	6601	8807	22033	33103	44117
W_i	5	10	15	20	50	75	100

$$K_{gk} = 440,94 \text{ (имп/с)/(мкР/ч)}$$

Округлим полученное число до целого, для простоты использования, тем самым получим относительную погрешность менее 0,06 %. Градуировочная характеристика основного детектора гамма-излучения аппаратуры контроля положения бурового инструмента в горизонтальной скважине имеет вид $N = 441 \cdot W$, ее график представлен на рисунке 4.11.

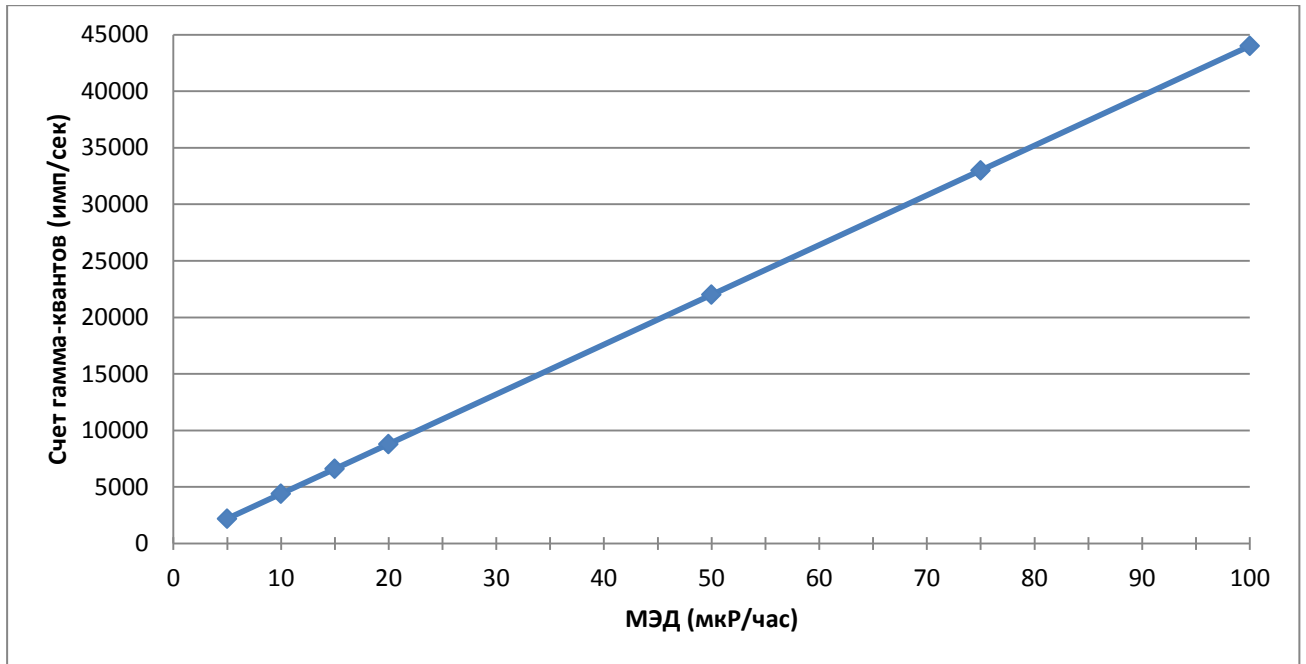


Рисунок 4.11 – градуировочная характеристика основного детектора гамма-излучения аппаратуры контроля положения бурового инструмента в горизонтальной скважине

Наибольшее отклонение экспериментальных точек от линии принятой градуировочной характеристики зафиксировано во второй точке, при МЭД 10 мкР/час составляют -0,32 %.

Таблица 6 – градуировочные значения направленного детектора гамма-излучения аппаратуры контроля положения бурового инструмента в горизонтальной скважине

$\overline{N_{i-\phi}}$	1477	2960	4442	5911	14763	22142	29532
W_i	5	10	15	20	50	75	100

$$K_{gk} = 295,37 \text{ (имп/с)/(мкР/ч)}$$

Так же округлим полученное число до целого, получим относительную погрешность 0,37 %. Градуировочная характеристика направленного детектора гамма-излучения аппаратуры контроля положения бурового инструмента в

горизонтальной скважине имеет вид $N = 295 \cdot W$, ее график представлен на рисунке 4.12.

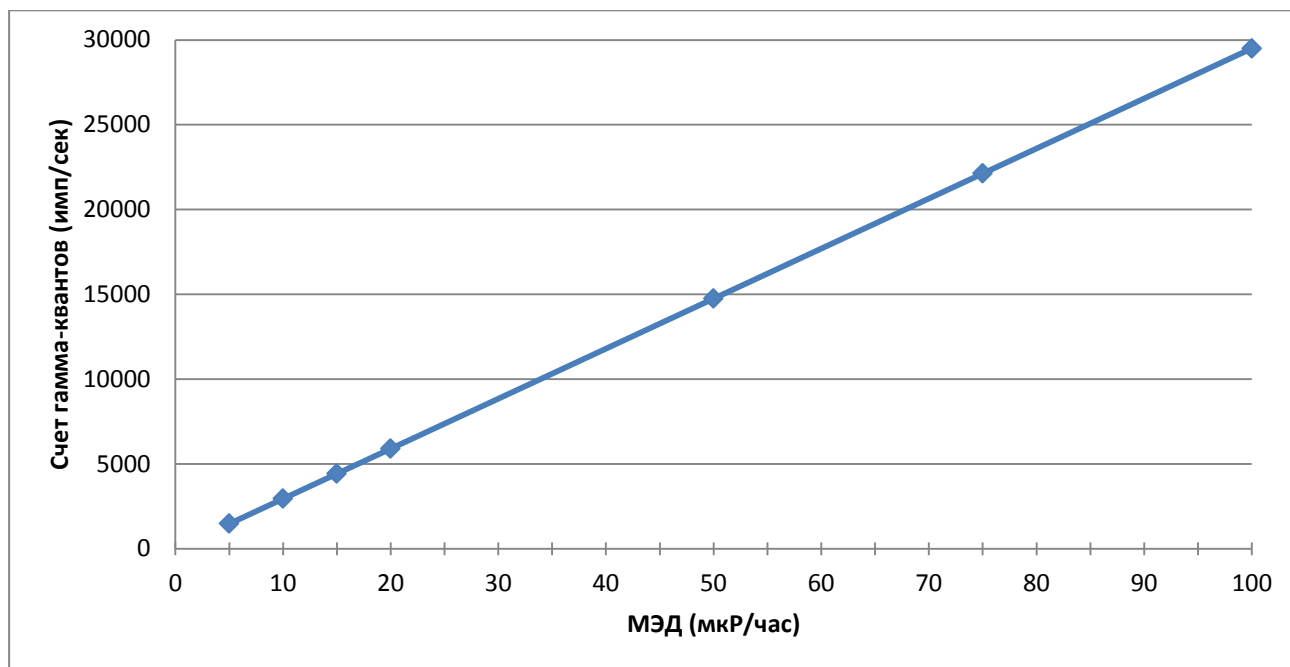


Рисунок 4.12 – градуировочная характеристика направленного детектора гамма-излучения аппаратуры контроля положения бурового инструмента в горизонтальной скважине

Наибольшее отклонение экспериментальных точек от линии принятой градуировочной характеристики зафиксировано при МЭД 15 мкР/час и составляют +0,38%.

В качестве оценки погрешности градуировки следует принять только пределы допускаемой погрешности калибровочной установки УАК-ИГК-250, равные $\pm 5\%$, так как остальные погрешности пренебрежимо малы. Данная оценка погрешности градуировки детектора гамма-излучения значительно меньше нормированного значения основной относительной погрешности аппаратуры, равного $\pm 10\%$. Следовательно, можно утверждать о годности аппаратуры контроля положения бурового инструмента в горизонтальной скважине.

4.4.2 Калибровка

Аппаратура контроля положения бурового инструмента в горизонтальной скважине должна поступать на калибровку не позднее 6 месяцев после градуировки с действующей градуировочной характеристикой или после истечения 1000 часов циркуляции.

Методика калибровки детекторов гамма-излучения аппаратуры контроля положения бурового инструмента в горизонтальной скважине основана на прямых измерениях воспроизводимой установкой мощности экспозиционной дозы гамма-излучения от источника Радий-226.

Аппаратуру контроля положения бурового инструмента в горизонтальной скважине помещают в установку таким образом, чтобы центр детектора гамма-излучения совпадал с осью коллиматора установки. Выполняют измерения МЭД, воспроизводимой установкой.

Первоначально измеряют фон космического гамма-излучения не менее 5 раз. Заносят в протокол калибровки среднее значение выходного сигнала детектора гамма-излучения в импульсах в секунду \overline{N}_ϕ . Затем на установке последовательно воспроизводят эталонные значения МЭД $W_{эi}$, приблизительно равные 5, 10, 15, 20, 50, 75 и 100 мкР/ч и регистрируют выходной сигнал в каждой точке контроля не менее 5 раз. Определяют среднее арифметическое значение выходного сигнала \overline{N}_i . Измеренные значения МЭД W_i в каждой i -й точке контроля определяют по формуле:

$$W_i = \frac{1}{K_{гk}} (\overline{N}_i - \overline{N}_{\phi l}). \quad (4.5)$$

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

$$\tilde{\Delta}_{oi} = W_i - W_{эi}. \quad (4.6)$$

При проведении градуировки и калибровки аппаратуры контроля положения бурового инструмента в горизонтальной скважине стоит отметить, что:

- градуировка и калибровка аппаратуры контроля положения бурового инструмента в горизонтальной скважине выполняется с использованием одних и

тех эталонных дозиметрических установок на основе точечного источника гамма-излучения Радий-226.

- За оценку погрешности градуировки аппаратуры принимаются пределы погрешности применяемой дозиметрической установки, указанные в сертификате о её калибровке.

- Качество калибровки аппаратуры контроля положения бурового инструмента в горизонтальной скважине определяется показателем качества, равным отношению предела допускаемой погрешности аппаратуры к пределу допускаемой погрешности дозиметрической установки. Качество калибровки можно считать высоким, если этот показатель более пяти.

- Если полученные при калибровке оценки относительной погрешности превысили нормированный предел $\pm 10\%$ более, чем в 2,5 раза, то аппаратура не может быть заново градуирована. Необходимо выполнить отбраковку такой аппаратуры и направить её в ремонт для выяснения причины резкого возрастания погрешности.

4.5 Выводы по главе 4

1 Проведена апробация работы устройства контроля положения бурового инструмента в горизонтальной скважине. Показания направленного детектора гамма-излучения в среднем на треть меньше, чем показания основного детектора гамма-излучения ввиду наличия свинцового корпуса с окном для регистрации гамма-квантов по направлению бурения. Обеспечение единства геофизических измерений основного и направленного детектора гамма-излучения осуществляют с использованием образцовых точечных гамма-источников и аттестованных и сертифицированных поверочных дозиметрических установок.

2 Распределение гамма-активности зарегистрированное направленным детектором гамма-излучения при развороте устройства свидетельствует о том, что на одном и том же удалении от источника гамма-квантов значение гамма активности изменяется практически в два раза в зависимости от того как ориентирован направленный детектор гамма-излучения относительно источника

гамма-квантов, что позволяет достоверно определить положение границы продуктивного горизонта и угол сектора бурения в пределах 60° для предотвращения пересечения границы продуктивного горизонта на расстоянии не менее чем 0,5 метра до пересечения, с учетом влияния вносимого немагнитной утяжеленной бурильной трубой.

3 Предложенная процедура контроля бурового инструмента относительно границ продуктивного горизонта позволяет на основе регистрации гамма-излучения общего фона и по направлению бурения, позволяет в три раза сократить время принятия решения в управлении процессом горизонтального бурения скважин.

4 Разработанное устройство ретрансляции данных телеметрической системы с электромагнитным каналом связи позволяет увеличить скорость передачи данных минимум в два раза для обеспечения качественной проводки ствола горизонтальной скважины, без уменьшения механической скорости бурения.

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РАБОТЫ

1 Проведено моделирование распространения гамма-излучения в горной породе на примере продуктивного горизонта месторождений западной Сибири, которое позволило определить, что по мере приближения бурового инструмента к границам продуктивного горизонта значение гамма-активности горных пород будет резко возрастать. Достоверно определить нахождения границы продуктивного горизонта относительно бурового инструмента, с помощью регистрации только фонового гамма-излучения горных пород, невозможно.

2 На основе вышеприведенного моделирования разработано и защищено патентом на изобретение устройство контроля положения бурового инструмента в стволе горизонтальной скважины. Устройство контроля положения бурового инструмента регистрирует интенсивность гамма-излучения общего фона и по направлению бурения, что позволяет в три раза сократить время принятия решения в управлении процессом горизонтального бурения скважин и определить угол сектора бурения в пределах 60° на расстоянии не менее 0,5 метра до пересечения границы продуктивного горизонта.

3 Предложена процедура контроля положения бурового инструмента в горизонтальной скважине относительно кровли и подошвы продуктивного горизонта, на основе регистрации интенсивности гамма-излучения общего фона и дополнительной регистрации интенсивности гамма-излучения горных пород по направлению бурения.

4 Разработано и защищено патентом на изобретение устройство ретрансляции данных телеметрической системы с электромагнитным каналом, позволяющая увеличить скорость передачи данных минимум в два раза для обеспечения качественной проводки ствола горизонтальной скважины, без уменьшения механической скорости бурения.

5 Результаты диссертационной работы использовались при выполнении х/д № 5-75/12У «Разработка технического задания, конструкторской документации и

макета двухзондового устройства для контроля положения ствола горизонтальной скважины».

6 Результаты диссертационной работы использовались в ООО «ТомскГазпромгеофизика» при строительстве скважины №2981Г Усть-Тегусского месторождения Тюменской области для регистрации гамма-излучения горных пород продуктивного горизонта Ю₁ также в учебном процессе Томского политехнического университета.

7 Основные результаты исследований по теме диссертации отражены в 14 публикациях: четыре статьи в ведущих научных журналах и изданиях, рекомендуемых перечнем ВАК; две статьи в рецензируемых научных журналах; пять статей в сборниках трудов международных и российских конференций; два патента на изобретение; учебное пособие.

СЛОВАРЬ ТЕРМИНОВ И СОКРАЩЕНИЙ

Аппаратура контроля положения бурового инструмента в горизонтальной скважине – комплекс, состоящий из устройства контроля положения бурового инструмента в горизонтальной скважине и устройства ретрансляции данных телеметрической системы с электромагнитным каналом связи.

Гамма-метод (гамма-каротаж) – один из комплексов методов исследований скважин радиоактивными методами. Гамма-метод основан на регистрации интенсивности гамма-излучения, возникающего при самопроизвольном распаде радиоактивных элементов и продуктов их распада. Гамма-метод применяется для литологического расчленения различных типов горных пород, выделения полезных ископаемых и корреляции разрезов скважин.

Геофизические исследования скважин – комплекс физических методов, используемых для изучения горных пород в околоскважинном и межскважинном пространствах, а также для контроля технического состояния скважин.

Горизонтальная скважина – скважина, у которой угол отклонения ствола от вертикали составляет 85 – 95 градусов. Бурение в продуктивной залежи горизонтального участка большой протяженности обеспечивает увеличение нефтегазоотдачи месторождения.

Инклинометрия – метод контроля за пространственным положением оси скважины.

Механическая скорость бурения – показатель, который характеризует производительность разрушения горной породы на забое скважины за единицу времени.

НУБТ – немагнитная утяжеленная бурильная труба.

Отклонитель – устройство, создающее боковое поперечное усилие для изменения направления движения долота при бурении. При бурении забойными двигателями отклонителем является переходник между шпинделем и рабочей парой забойного двигателя.

Продуктивный горизонт – выдержанный по площади пласт-коллектор (или группа пластов-коллекторов) внутри нефтегазоносного комплекса с единой гидродинамической системой, содержащий подвижные углеводороды в свободной фазе и способный их отдавать в количествах, имеющих промышленное значение.

Телеметрическая система – устройство, предназначенное для измерений и передачи на поверхность параметров инклинометрии (угол поворота отклонителя, зенита, азимута) и дополнительных параметров контроля в процессе бурения.

Фотоэлектронный умножитель (ФЭУ) – электровакуумный прибор, в котором поток электронов, излучаемый фотокатодом под действием оптического излучения (фототок), усиливается в умножительной системе в результате вторичной электронной эмиссии

**ПРИЛОЖЕНИЕ А. АКТЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ
ДИССЕРТАЦИОННЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ**

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ТОМСКГАЗПРОМГЕОФИЗИКА»



УТВЕРЖДАЮ:

Исполнительный директор
П.В. Казанцев

« 22 » _____ 2015 г.

**АКТ
о внедрении результатов
кандидатской диссертации Голодных Е.В.
в ООО «ТОМСКГАЗПРОМГЕОФИЗИКА»**

Комиссия в составе: Березы А.И. главного инженера, Федулова А.В. главного инженера службы ННБ, Добрускина В.А. главного метролога составила настоящий акт о том, что результаты диссертационной работы Голодных Е.В.:

- процедура контроля позиционирования бурового инструмента в горизонтальной скважине;
- аппаратуры контроля позиционирования бурового инструмента в горизонтальной скважине.

были использованы в ООО «ТомскГазпромГеофизика» при строительстве скважины №2981Г Усть-Тегусского месторождения Тюменской области для регистрации гамма-излучения горных пород продуктивного горизонта Ю₁ и обеспечили эффективную длину контакта ствола скважины с нефтяной залежью, благодаря предупреждению пересечений границ продуктивного горизонта по направлению бурения.

Главный инженер

А.И. Береза

Главный инженер службы ННБ

А.В. Федулов

Главный метролог

В.А. Добрускин

федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет»



УТВЕРЖДАЮ

Проректор по образовательной деятельности

Боровиков Ю.С.

2016 г.

АКТ

« 16 » июня 2016 г. № 2
г. Томск

Проверка использования результатов кандидатской диссертации Голодных Евгений Вадимовича «ГАММА-МЕТОД И АППАРАТУРА КОНТРОЛЯ ПОЛОЖЕНИЯ БУРОВОГО ИНСТРУМЕНТА В ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЕ» представленной по специальности 05.11.13 – Приборы и методы контроля природной среды, веществ, материалов и изделий, в учебной и научной деятельности Национального исследовательского Томского политехнического университета.

Составлен комиссией:

Председатель: доцент каф. ТПС ИНК, А.Н. Гормаков
Члены комиссии: доцент каф. ТПС ИНК, Л.Н. Белянин
 доцент каф. ТПС ИНК, В.С. Иванова

С 13.06.2016 по 15.06.2016 комиссия провела проверку и постановила, что результаты диссертационной работы Голодных Е.В. внедрены в учебный процесс и используются при выполнении УИРС, НИРС и ВКР студентами ИНК ТПУ.

Диссертационные исследования Е.В. Голодных связаны с: 1) разработкой устройства контроля положения ствола горизонтально скважины; 2) процедурой контроля положения ствола горизонтальной скважины относительно границ продуктивного горизонта; 3) разработкой устройства ретрансляции данных телеметрической системы с электромагнитным каналом связи.

На кафедре «Точного приборостроения» Национального исследовательского Томского политехнического университета материалы вышеуказанной диссертации использованы при выполнении хозяйственного договора № 5-75/12У от «25» октября 2012 г. «Разработка технического задания, конструкторской документации и макета двухзондового устройства для контроля положения ствола горизонтальной скважины», при подготовке и проведении курса «Схемотехника измерительных устройств» в рамках бакалаврской программы обучения. Результаты диссертационного исследования вошли в учебное пособие, предназначенное для студентов, обучающихся по профилю «Геофизическое приборостроение» при изучении дисциплины «Технология обслуживания и ремонта геофизической аппаратуры», которая относится к вариативной части дисциплин профессионального цикла подготовки магистров по направлению 12.04.01 – «Приборостроение».

Председатель комиссии
Члены комиссии

А.Н. Гормаков
Л.Н. Белянин
В.С. Иванова

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Гиматудинов Ш.К., Ширковский А.И. Физика нефтяного и газового пласта: Учебник для вузов. – М.: Недра, 1982. – 311 с.
2. Молчанов А.А., Лаптев В.В., Моисеев В.Н., Челокьян Р.Я. Аппаратура и оборудование для геофизических исследований нефтяных и газовых скважин: Справочник /А.А. Молчанов, В.В. Лаптев, В.Н. Моисеев, Р.С. Челокьян - М.: Недра, 1987. - 263 с.
3. Беляков Н.В. Малогабаритная забойная телеметрическая система с комбинированным каналом связи. НТВ АИС "Каротажник", №30, 1997, с.60-67.
4. Булатов А.М., Аветисов А.Г. Справочник инженера по бурению, т. 1 и 2.- М.: Недра, 1985. – 190 с.
5. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Учебн.для вузов.- М.: ООО "Недра-Бизнес центр", 2001.- 679 с.
6. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин. Учебник для вузов,- М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2000.-679 с.
7. Калининкова М. В., Головин Б. А., Головин К. Б. Учебное пособие по геофизическим исследованиям скважин. – Саратов, 2005. – 50 с.
8. URL: http://www.slb.ru/services/drilling/drilling_measurements
9. URL: <http://www.aps-tech.com/products/lwd-systems/full-wave-sonic>
10. URL: <http://www.halliburton.com/en-US/ps/sperry/drilling/logging-while-drilling/resistivity-logging/ewr-phase-4-sensors.page>
11. URL: <http://www.halliburton.com/en-US/ps/sperry/drilling/measurement-while-drilling/acousticaliper-mwd-tool.page>
12. URL: <http://www.halliburton.com/en-US/ps/sperry/drilling/logging-while-drilling/acoustic/XBAT.page>
13. Алиев Т.М., Мелик-Шахназаров А. М., Тер-Хачатуров А. А. Измерительные информационные системы в нефтяной промышленности. - М.: Недра, 1981. - 351с.

14. Гормаков А. Н., Голодных Е. В., и др. Технология обслуживания геофизической аппаратуры. Забойная телеметрическая система СИБ-2 (учебное пособие) // Международный журнал экспериментального образования. - 2014 - №. 1. - С. 107-108

15. Молчанов А. А., Абрамов Г. С., Сараев А. А. Телеизмерительные системы с электромагнитным каналом связи для проводки и геофизических исследований наклонно-направленных и горизонтальных скважин Западной Сибири (опыт применения и перспективы). НТВ АИС «Каротажник», №59,1999. - С.85-91.

16. Чупров В. П., Епишев О. Е., Якимов В. А., Камоцкий В. А., Григорьев В. М. Телесистема ЗИС-4 с беспроводным электромагнитным каналом связи. Десять лет эксплуатации. – В кн.: Состояние и перспективы использования геофизических методов для решения актуальных задач поисков, разведки и разработки месторождений полезных ископаемых». – Октябрьский, 1999. - С. 362-366.

17. Абрамов Г. С., Барычев А. В., Камнев Ю. М., Молчанов А. А., Сараев А. А., Сараев А.Н. Опыт эксплуатации и перспективы развития забойных инклинометрических систем с электромагнитным каналом связи. НТЖ «Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности», №1-2, 2001г., с.23-26.

18. Гормаков А.Н., Голодных Е.В. и др. Технология обслуживания геофизической аппаратуры. Забойная телеметрическая система СИБ-2: учебное пособие / А.Н. Гормаков, Е.В. Голодных, И.В. Терехин и др.; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2013. – 131 с.

19. Акселерометры COLIBRIS для геофизики. URL: http://www.gaw.ru/html.cgi/txt/publ/sensor/sensor_colibris.htm (дата обращения: 30.06.2016).

20. Сулакшин С.С. Решение геолого-технических задач при направленном бурении скважин [Текст] : справочное пособие / С. С. Сулакшин, В. В. Кривошеев, В. И. Рязанов. - М. : Недра, 1989. - 167 с.
21. Ерохин В.П. Развитие техники и технологии строительства скважин в ОАО «Сургутнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. - 2004. - №2 - с. 74-79.
22. URL: <http://geofit.ru>
23. URL: <http://www.bitas.ru/Products/telemetry/abts-am/>
24. URL: <http://www.aps-tech.com/products/mwd-systems/components/directional-sensor>
25. Повалихин А.С., Рогачев О.К. «Применение телеметрических систем при бурении горизонтальных скважин», журнал «Бурение и нефть», октябрь, 2002 г. С. 37-41.
26. Инженерный подход к бурению горизонтальных скважин. «Sperry-Sun Drilling Services», 1992. – 135 с.
27. Tsai, C. R., 1992, Improve drilling safety and efficiency with MWD sensors: Proceedings of the International Meeting on Petroleum Engineering, v., no. 24 Mar, p. 571-578.
28. URL: <http://gerse.ru/service/LWD/>
29. URL: <http://www.halliburton.com/en-US/ps/sperry/drilling/logging-while-drilling/gamma-logging/dgr-dual-gamma-ray-sensor.page>
30. В.В.Стрельченко. Геофизические исследования скважин: учеб. для вузов. – М.: Макс-Пресс, 2008. – 552 с.
31. Молчанов А.А., Лукьянов Э.Е., Рапин В.А. Геофизические исследования горизонтальных нефтегазовых скважин. – С.-Петербург: МАНЭБ, 2001. – 299 с.
32. Никитин А.А., Петров А.В. Теоретические основы обработки геофизической информации: учебное пособие. - М.: Центр информационных технологий в природопользовании, 2008. – 112 с.
33. Сковородников И. Г. Геофизические исследования скважин: Учеб. пособие для вузов. – Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2014. – 456 с.

34. Ежова А. В. Геологическая интерпретация геофизических данных: Учеб. пособие для вузов – 3-е изд. – Томск: Изд-во ТПУ, 2009. – 117 с.
35. Латышева М. Г., Мартынов В. Г., Соколова Т. Ф. Практическое руководство по интерпретации данных геофизических исследований скважин: Учеб. пособие для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. – 327 с.
36. Стрельченко В. В. Геофизические исследования скважин: Учеб. для вузов. – М.: Изд-во ООО «Недра-Бизнесцентр», 2008. – 551 с.
37. Возжеников Г. С., Белышев Ю. В. Радиометрия и ядерная геофизика: Учеб. пособие. – Екатеринбург: Изд-во УГГГА, 2000. – 406 с.
38. Абрамов А.И., Казанский Ю.А., Матусевич Е.С. Основы экспериментальных методов ядерной физики. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 132 с.
39. Мейер В.А., Ваганов П.А. Основы ядерной геофизики. Л., Недра, 1978. – 360 с.
40. Пшеничный Г.А. Взаимодействие излучений с веществом и моделирование задач ядерной геофизики. М., Недра, 1982. – 222 с.
41. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А. Петрофизика (Физика горных пород). – М.: Нефть и Газ, 2004. – 368 с.
42. Якубович А.Л., Зайцев Е.И., Пржиягловский С.М. Ядерно-геофизические методы анализа горных пород. М., Недра, 1982. – 271 с.
43. Ларионов В.В., Резванов Р.А. Ядерная геофизика и радиометрическая разведка – М.: Недра, 1990. – 316 с.
44. Кожевников Д.А. Гамма-спектрометрия в комплексе геофизических исследований нефтегазовых скважин. — Методическое пособие. М.: 1998. – 42 с.
45. Кожевников Д.А. Гамма-метод изучения естественной радиоактивности горных пород в нефтегазовых скважинах (интерпретационно-метрологическое обеспечение): конспект лекций. – М.; МИНГ, 1989, – 62 с.
46. Голодных Е.В., Бориков В.Н. Моделирование распространения гамма-излучения в горной породе для определения регистрационных характеристик измерительного блока системы контроля положения ствола горизонтальной

скважины / Е. В. Голодных, В. Н. Бориков // Контроль. Диагностика. – 2014 – №11 – [С. 38-44].

47. Патент RU 2490448, класс E21B47/022, G01V5/12, опубликовано 20.08.2013 / Устройство для контроля положения ствола горизонтальной скважины / Голодных Е.В., Бориков В.Н., Федулов А.В.

48. Голодных Е.В., Бориков В.Н. Устройство для контроля положения ствола горизонтальной скважины / Е. В. Голодных, В. Н. Бориков // Контроль. Диагностика. - 2012. - №13 - [С. 16-18].

49. Сидоренко В.В., Кузнецов Ю.А., Оводенко А.А. Детекторы ионизирующих излучений. – Л.: Судостроение, 1984. – 240 с.

50. Сторм Э., Исраэль Х. Сечения взаимодействия гамма-излучения (для энергий 0,001...100 МэВ и элементов с 1 по 100). – М.: Атомиздат, 1973. – 256 с.

51. Абрамов А.И., Казанский Ю.А., Матусевич Е.С. Основы экспериментальных методов ядерной физики. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 132 с.

52. Курашов А.А. Идентификация ионизирующих излучений средних и низких энергий. – М.: Атомиздат, 1979. – 79 с.

53. Голодных, Е. В. Обзор детекторов гамма-излучения для контроля положения ствола горизонтальной скважины / Е. В. Голодных // Вестник науки Сибири / Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ). – Томск: Изд. ТПУ, 2013. – №1. – [С. 129-138].

54. Ляпидевский В.К. Методы детектирования излучений. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 379 с.

55. Физические справочные данные // NIST Physical Reference Data. 2010. URL: <http://www.nist.gov/pml/data/index.cfm> (дата обращения: 23.05.2016).

56. Wyard S.J. Radioactive-source corrections for Bremsstrahlung and scatter // Nucleonics. – 1955. – V. 13. – № 7. – P. 44–47.

57. Kozhevnikov D.A. and Kalmykov G.A., 1997. Metrological Characteristics of a Natural Spectral Gamma Ray Logging System. IEEE Transactions on Nuclear Science. Vol.44, No.2, pp.148-152.

58. Голодных Е.В., Бориков В.Н. Разработка измерительного блока для устройства контроля положения ствола горизонтальной скважины / Е. В. Голодных, В. Н. Бориков // Контроль. Диагностика. – 2013. – №9 – [С. 51-57].

59. Голодных Е. В. Разработка системы контроля положения ствола горизонтальной скважины / Е. В. Голодных // Неразрушающий контроль: сборник трудов IV Всероссийская научно-практической конференции «Неразрушающий контроль: электронное приборостроение, технологии, безопасность»: в 2 т. / Томский политехнический университет. – Т. 1. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2014 – [С. 246-249].

60. Golodnykh E.V., Borikov V.N. Device for Control of the Horizontal Borehole Position [Электронный ресурс] / Evgeniy.V. Golodnykh, Valeriy.N. Borikov // 2013 International Siberian Conference on Control and Communications (SIBCON). Proceedings. – Krasnoyarsk: Siberian Federal University. Russia, Krasnoyarsk, September 12-13, 2013. IEEE Catalog Number: CFP13794-CDR. ISBN: 978-1-4799-1060-1.

61. Калинин А.Г., Левицкий А.З., Мессер А.Г., Соловьев Н.В. Практическое руководство по технологии бурения скважин на жидкие и газообразные полезные ископаемые: Справочное пособие/Под ред. А.Г. Калинина. – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2001. – 452 с.

62. Golodnykh E.V., Borikov V.N. Device for borehole position control / E.V. Golodnykh, V.N. Borikov // Современные техника и технологии: сборник трудов XIX Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых. В 3 т. Т. 1 / Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ). – Томск: Изд. ТПУ, 2013. – [С. 217-218].

63. Голодных Е. В., Бориков В.Н. Ретрансляционный модуль для телеметрической системы с электромагнитным каналом связи / Е. В. Голодных, В. Н. Бориков // Фундаментальные исследования – 2015 – №5 – [С. 269-273].

64. Молчанов А.А., Лаптев В.В., Моисеев В.Н., Челокьян Р.Я. Аппаратура и оборудование для геофизических исследований нефтяных и газовых скважин:

Справочник /А.А. Молчанов, В.В. Лаптев, В.Н. Моисеев, Р.С. Челокьян - М.: Недра, 1987. - 263 с.

65. Патент на изобретение 2585617 Российская Федерация, МПК E21B47/13. Ретрансляционный модуль для телеметрической системы с электромагнитным каналом связи / Голодных Е.В., Борилов В.Н., Рева А.В. / заявитель и патентообладатель Национальный исследовательский Томский политехнический университет (RU) – 2015110367/03; заявл. 23.03.2015; Опубл. 27.05.2016.

66. Голодных Е. В. Апробация ретрансляционного модуля для телеметрической системы с электромагнитным каналом связи / Е. В. Голодных // сборник трудов VII Научно-практической конференции «Информационно-измерительная техника и технологии» с международным участием / Томский государственный университет – Томск: Изд-во ТГУ, 2016 – [С. 32-37].

67. Лобанков В.М., Святохин В.Д. Система обеспечения единства измерений параметров нефтегазовых пластов и скважин// Научн.-техн. вестник «Каротажник».-2005.-№10-11.-С.199-206.

68. Святохин В.Д. Градуировочные характеристики стационарного нейтронного каротажа// Научн.-техн. вестник «Каротажник».-2008.-№5.-С.113-117.

69. Лобанков В.М., Святохин В.Д. Эталонные модели пластов и скважин для нефтепромысловой геофизики// Нефтегазовое дело.-Том 5.- № 2. - 2007.-С.71-76.

70. Святохин В.Д. Исследование неоднородности стандартных образцов пористости горных пород, пересеченных скважиной/ Информационные технологии в нефтегазовом сервисе. - Тезисы докладов научной конференции.-Уфа.-2006.-С.97-98.

71. Святохин В.Д. Эталонные модели пластов горных пород для геофизических предприятий/ Новая техника и технологии для геофизических исследований.-Тезисы докладов научной конференции.-Секция D VII Конгресса нефтегазопромышленников России.-Уфа.-2007.-С.137-140.

72. ГОСТ 8.009-72 ГСИ. Нормируемые метрологические характеристики средств измерений.

73. ГОСТ 8.010-72 ГСИ. Общие требования к стандартизации и аттестации методик выполнения измерений.

74. ГОСТ 22609-77. Геофизические исследования в скважинах. Термины, определения и буквенные обозначения.

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

76. Метрологическое обеспечение геофизических исследований скважин/ А.М. Блюменцев, Г.А. Калистратов, В.М. Лобанков, В.П. Цирульников.-М.: Недра, 1991.-266 с.

77. Широков В.Н., Лобанков В.М. Метрология, стандартизация, сертификация: Учебник. - М.: МАКС Пресс, 2008. – 498 с.