

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТ  
НЕГЕРМЕТИЧНОСТИ ОБСАДНЫХ КОЛОНН  
НА ПРИМЕРЕ АНАСТАСИЕВСКО-ТРОИЦКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**



**IMPROVEMENT OF THE TECHNOLOGY  
FOR DETERMINING CASING LEAKAGES USING  
THE EXAMPLE OF THE ANASTASIEVSKO-TROITSKOYE FIELD**

**Лешкович Надежда Михайловна**

старший преподаватель  
кафедры Нефтегазового дела  
имени профессора Г.Т. Вартумяна,  
Кубанский государственный  
технологический университет  
NLeshkovich@bk.ru

**Leshkovich Nadezhda Mikhailovna**

Senior lecturer of oil  
and gas engineering department  
named after professor G.T. Vartumyan,  
Kuban state technological university  
NLeshkovich@bk.ru

**Аннотация.** В статье проведён анализ состояния скважин Анастасиевско-Троицкого месторождения, а также сравнение современных технологий определения мест негерметичности обсадных колонн скважин, переводящихся на другой режим эксплуатации, на последней стадии разработки. Используются действующие методики проведения геофизических исследований скважин, необходимые для определения мест негерметичности обсадных колонн. Произведён расчёт запасов нефти и газа объёмным методом.

**Annotation.** The article analyzes the condition of the wells of the Anastasievsko-Troitskoye field, as well as a comparison of modern technologies for determining leakages of casing strings of wells that are transferred to a different operating mode at the last stage of development. The existing methods for conducting geophysical well surveys, which are necessary to determine the places of casing leakage, were used. The calculation of oil and gas reserves by the volumetric method.

**Ключевые слова:** геофизические исследования; современные методы определения мест негерметичности; трубная профилометрия; скважинная дефектоскопия и толщиномерия; магнито-импульсная дефектоскопия; контроль качества геофизического исследования скважин; определение мест негерметичности обсадных колонн гидродинамическими методами.

**Keywords:** geophysical exploration; modern methods for determining leak points; pipe profilometry; downhole flaw detection and thickness measurement; magnetic pulse defectoscopy; quality control of geophysical survey of wells; determination of casing leakages by hydrodynamic methods.

## Геофизические исследования

Ключевой задачей нефтепромысловой геофизики является повышение точности и достоверности количественной интерпретации геофизических данных, полученных на промысле.

Геофизические исследования скважин (ГИС) представляют собой совокупность методов, применяемых для изучения горных пород в околоскважинном и межскважинном пространствах. Они базируются на изучении физических свойств горных пород по стволу скважины, что позволяет определить:

- последовательность и глубины залегания пластов, их литолого-петрофизические свойства;

- наличие и количественное содержание в недрах полезных ископаемых.

На рисунке 1 показан подъёмник каротажной станции.

Следует понимать, что решение задачи повышения точности и достоверности геофизических данных возможно лишь при высокой точности скважинных измерений и воспроизводимости оценок параметров разреза, получаемых всем комплексом имеющихся технических средств.

Точность и достоверность результатов геотермических исследований скважин зависят от таких факторов, как:

- технические характеристики скважинных термометров;
- теплопроводность флюидов, заполняющих скважину;
- подготовка скважины к проведению ГИС;
- технология проведения ГИС и др.



Рисунок 1 – Подъёмник каротажной станции

Остановимся на двух основных аспектах проблемы – технических характеристиках скважинных термометров и технологии проведения исследований.

#### **Анализ проведения работ по ГИС в скважине № 2221 Анастасиевско-Троицкого месторождения**

1. Для определения технического состояния эксплуатационной колонны скважины № 2221 Анастасиевско-Троицкого месторождения проведён следующий комплекс мероприятий, который включает в себя дефектоскопия эксплуатационной колонны (ЭК), определение изменений среднего внутреннего диаметра обсадных труб, контроль качества свинчивания муфтовых соединений.

2. Основные сведения по скважине:

2.1 Искусственный забой – 1650 м.

2.2 Конструкция скважины:

- направление 324 мм спущено в интервале 0–58 м;
- кондуктор 245 мм спущен в интервале 0–831 м;
- эксплуатационная колонна 146 мм спущена в интервале 0–1672 м.

2.3 Данные по цементированию эксплуатационной колонны:

- дата – 20.05.2015 г.;
- закачено цемента, м<sup>3</sup>                      36;                      7,9;
- плотностью (г/см<sup>3</sup>)                      1,78;                      1,5.

3. Для осуществления комплекса работ по ГИС в скважине № 2221 принят следующий порядок проведения работ:

3.1 Провести инструктаж с техническим персоналом о проведении работ и обеспечении безопасности с записью в журнале инструктажей согласно правил.

3.2 Подготовить площадку, обеспечивающую безопасное проведение геофизических работ согласно правил ПБ 08-624-03 п. 55.2.

3.3 Произвести сборку и установку геофизического оборудования с помощью автокрана.

4. Комплекс ГИС представлен следующим образом:

4.1 Произвести шаблонировку эксплуатационной колонны локатором D-90 мм с определением зон аномальной намагниченности в интервале 0–1649,37 м (забой).

4.2 Произвести запись индукционным дефектоскопом ИДК-105М:

- дефектоскопия эксплуатационной колонны в интервале 0–1649,37 м;

• определение изменений среднего внутреннего диаметра эксплуатационной колонны, контроль качества свинчивания муфтовых соединений в интервале 0–1649,37 м.

Примечание: При аномальной намагниченности эксплуатационной колонны произвести её размагничивание с помощью устройства РУ-1 в интервале 0–1649,37 м.

Прибор гамма-каротажа комплексный показан на рисунке 2.



Рисунок 2 – Прибор гамма-каротажа комплексный

5. По результатам исследований установлено:

5.1 Максимальный доход приборов – 1643,7 м.

5.2 Эксплуатационная колонна свинчена из обсадных труб с различными толщинами стенок.

5.3 По данным канала диаметра ИДК-105М в интервалах 31–57 м, 66–77 м, 500–511,5 м и 535–546,5 м наблюдается уменьшение, а в интервале 1528,5–1540,0 м – увеличение среднего диаметра обсадных труб.

5.4 По данным канала дефектов ИДК-105М муфтовые соединения отмечаются разными амплитудами, что свидетельствует о разных зазорах между торцами обсадных труб.

5.5 Магнитные и электромагнитные «шумы» при замерах локатора ЛМ-90 и дефектоскопа ИДК-105М незначительны, что свидетельствует о кондиционности обсадных труб.

5.6 На кривой канала диаметра дефектоскопа ИДК-1005М в интервале 1528,5–1540,0 м наблюдается незначительное уменьшение среднего внутреннего диаметра от 1528,5 до 1534 м и в сторону увеличения от 1534–1540 м, что может быть связано с изменением режима термообработки обсадной трубы на заводе-изготовителе.

5.7 Значимых дефектов по телу колонны на диаграммах канала дефектов и канала диаметра дефектоскопа ИДК-105 М не отмечается.

5.8 Негерметичность эксплуатационной колонны связана с возможными пропусками в одном или нескольких муфтовых соединениях.

5.9 В связи с малой приёмистостью определение пропусков муфтовых соединений крайне затруднительно и может быть за границей чувствительности приборов.

Термограмма приведена на рисунке 3.

### Современные методы определения мест негерметичности

В наши дни используют традиционно применяемый комплекс методов ГИС для определения негерметичных муфтовых соединений и сквозных повреждений обсадных колонн (в соответствии с РД 153-39.0-072-01), который включает в себя ряд геофизических исследований:

- 1) термометрия (ТР-7);
- 2) расходометрия (Т-4);
- 3) локация муфт (ЛМ-90);
- 4) трубная профилометрия (ПТС-4 и ПТС-100);
- 5) индукционная дефектоскопия (ДСИ-1, ИДК-105);
- 6) магнито-импульсная дефектоскопия-толщинометрия (МИД-К);
- 7) акустические методы (САТ, САТ-4 и др.);
- 8) спектральная шумометрия.

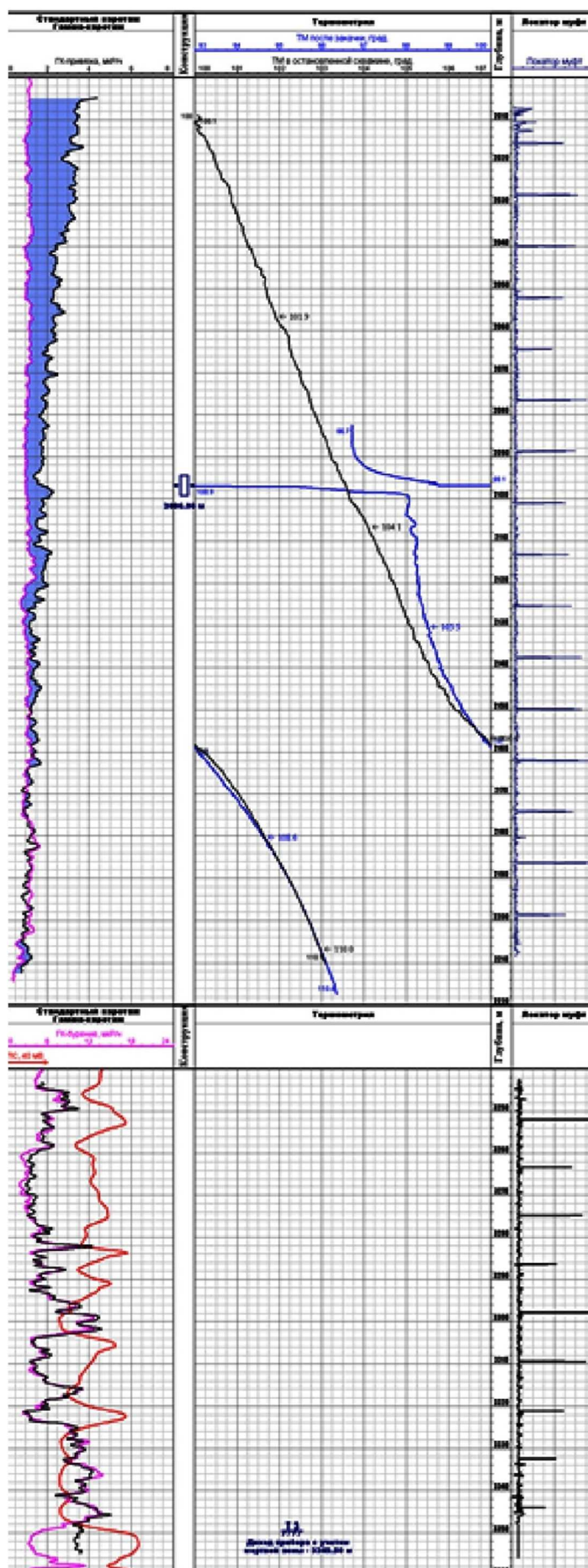


Рисунок 3 – Термограмма

### **Расходомерия**

Для определения количества, скорости течения и расхода веществ используется специальный прибор – расходомер (рис. 4). В зависимости от особенностей процесса (величина расхода, измеряемые характеристики, допускаемая погрешность) применяется определенный тип прибора. Расходомерия используется для решения обширного спектра задач: выделение водоносного горизонта, литологическое расчленение разреза, определение фильтрационных свойств пластов.



**Рисунок 4** – Модуль расходомера «КОМПАС» РДХМ5

Модуль расходомера микропроцессорного РДХМ5 (далее модуль РДХМ5) предназначен для измерения скоростных и объёмных характеристик потоков жидкости в колонне и насосно-компрессорных трубах диаметром не менее 50 мм, эксплуатационных и нагнетательных скважин. Модуль РДХМ5 работает в составе с базовым блоком аппаратуры «КОМПАС» и другими модулями системы, каротажным регистратором и каротажным подъёмником, оснащённым геофизическим кабелем длиной до 5000 м.

Для проведения расходомерии традиционно используются три вида расходомеров:

- 1) манометрические напорного действия;
- 2) тепловые;
- 3) наполнительные.

Расходомерия – один из методов исследования поглощения жидкостей в нагнетательных/добывающих скважинах. Используемые методы позволяют выделять интервал поглощения, протока жидкости, выявлять наличие перетоков по стволу, определять суммарный расход отдельных пластов, строить профиль протока для цельного пласта и отдельных его участков. Проводимые измерения позволяют правильно выполнить разделение добычи жидкости из нескольких эксплуатируемых пластов.

Расходомерия в наблюдательных/технологических скважинах проводится для оценки фильтрационных свойств отдельных проницаемых зон в заданном режиме в рамках рудовмещающего горизонта. Измерения проходят при установившемся гидродинамическом уровне в фазе возбуждения скважины (налив, откачка, нагнетание) при трех ступенях положения раствора. Потребность в дальнейшей детализации с 1-2-метровым шагом определяется по анализу графика замера глубины скважины и расхода жидкости.

Перед расходомерией нужно очистить рабочую часть фильтра, стенки скважины от глинистого раствора и шлама. При помощи расходомерии выявляют нарушения в герметичности обсадных и эксплуатационных колонн (количество, место), утечки растворов через отверстия. При помощи механической расходомерии легко установить количество поглощаемой среды по пластам, а также оценить полноту их участия в заводнении. Высокая точность измерений достигается только при работе профессионалов с соответствующим опытом.

### **Локатор муфт ЛМ-90**

Электромагнитная локация муфт. Метод электромагнитной локации муфт (ЛМ) основан на регистрации изменения магнитной проводимости металла буровых труб,

обсадной колонны и насосно-компрессорных труб вследствие нарушения их сплошности. Применяют для:

- установления положения замковых соединений прихваченных бурильных труб;
- определения положений муфтовых соединений обсадной колонны;
- точной привязки показаний других приборов к положению муфт;
- взаимной привязки показаний нескольких приборов;
- уточнения глубины спуска насосно-компрессорных труб;
- определения текущего забоя скважины;
- в благоприятных условиях для определения интервала перфорации и выявления мест нарушения (разрывы, трещины) обсадных колонн.

Контроль вскрытия пластов бескорпусными кумулятивными перфораторами более эффективен, чем для корпусных перфораторов. Интервал перфорации невозможно установить в намагниченных трубах обсадной колонны и при изменении толщины стенки колонны за счёт коррозии.

Локатор муфт представлен на рисунке 5.

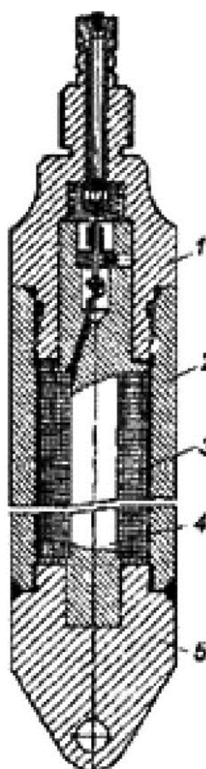


Рисунок 5 – Локатор муфт:

1 – головка; 2 – кожух; 3 – катушка; 4 – сердечник; 5 – наконечник

Принцип работы локатора муфт основан на регистрации напряжения  $U_{вых}$  катушки  $W$ , намотанной на железном сердечнике с двумя щётками. Напряжение наводится путем изменений магнитного потока через катушку. Изменения магнитного потока через сердечник катушки возникают при попеременном перераспределении магнитных потоков постоянных магнитов 3 и 4 от верхней щетки к нижней и, наоборот, во время прохождения прибором нарушения целостности трубы, в данном случае расстояния между концами труб в муфтовом соединении. Форма сигнала локатора муфт определяется следующим. В момент времени  $a$  верхняя часть поля нижнего магнита перераспределяется с нижней щетки сердечника катушки на верхнюю, создавая изменение магнитного поля внутри катушки  $W$ . Затем в момент времени  $b$  поле нижнего магнита возвращается на нижнюю щечку, и сразу же нижняя часть поля верхнего магнита перераспределяется с верхней щётки на нижнюю. В момент времени  $c$  поле верхнего магнита возвращается на верхнюю щечку. Амплитуда сигнала пропорциональна числу витков катушки, мощности магнита, степени изменений магнитных характеристик стенки скважины и скорости движения скважинного прибора.

Результаты проведения электромагнитной локации муфт приведены на рисунке 6.

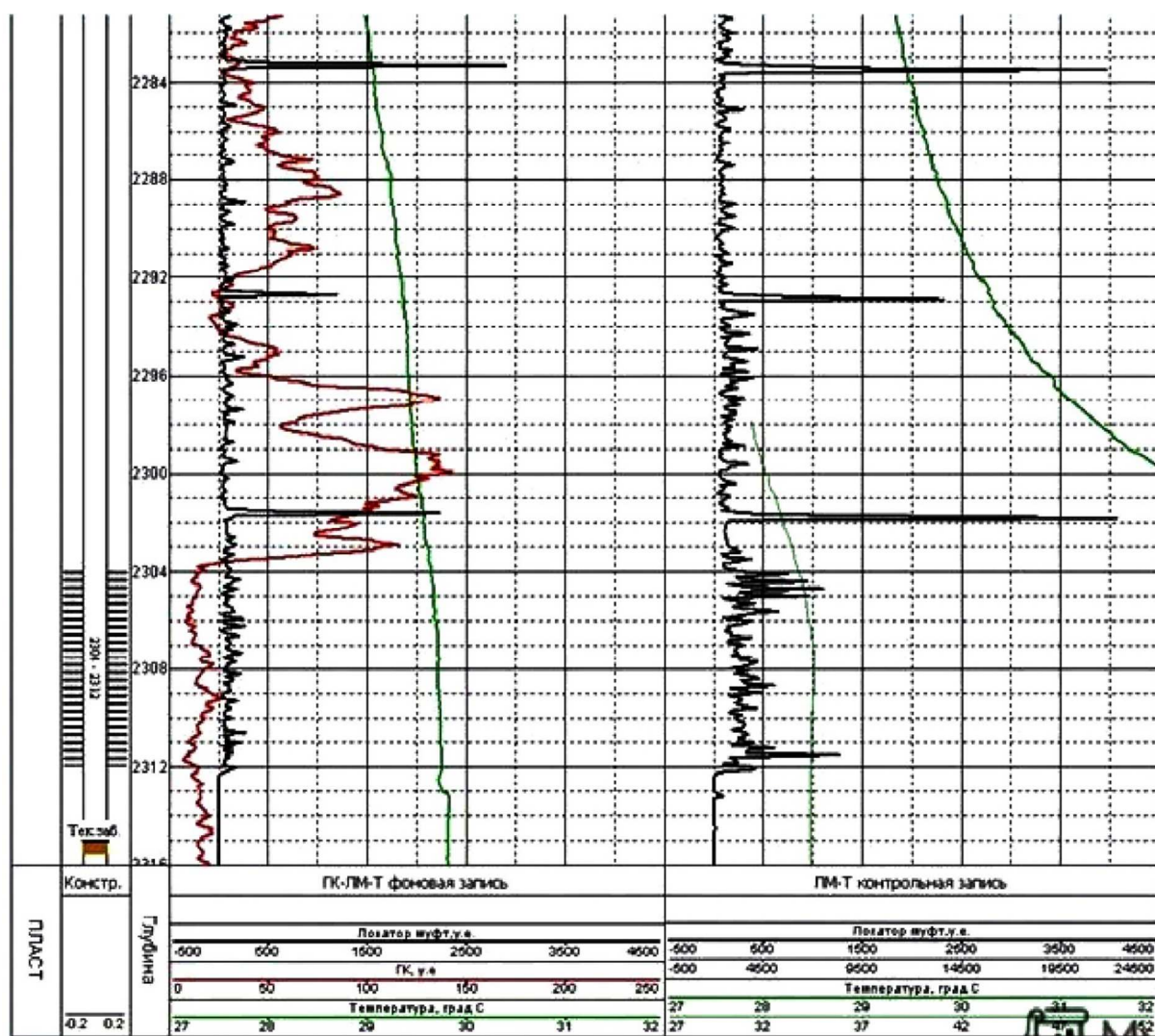


Рисунок 6 – Результаты проведения электромагнитной локации муфт

### Трубная профилометрия ПТС-4 и ПТС-100

Трубная профилометрия основана на непрерывной одновременной регистрации нескольких (не менее 8) радиусов (диаметров) обсадных колонн. Измеряемая величина – внутренний радиус (диаметр) трубы. Единица измерений – миллиметр (мм).

Применяют для определения внутреннего диаметра, овальности и смятий обсадных труб, обрывов и рассоединений их по муфтам.

Ограничения измерений связаны с влиянием загрязнения внутренней поверхности труб и эксцентричным положением скважинного прибора в наклонных скважинах.

Трубные профиломеры (рис. 7) представляют собой электромеханические системы для независимых измерений нескольких радиусов.

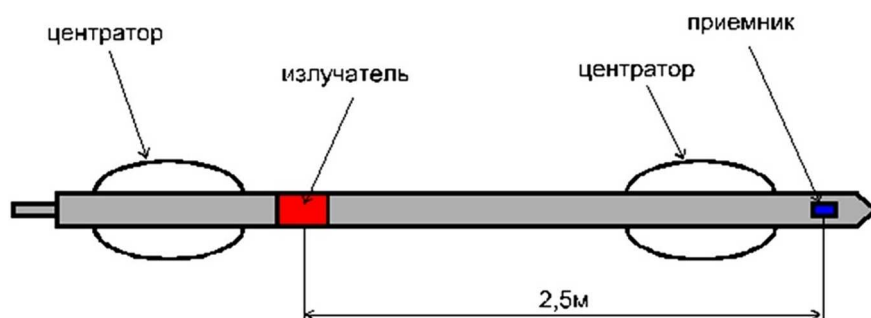


Рисунок 7 – Трубный профиломер

На основе исследований, проведенных автором, делается вывод, что существующие методики интерпретации данных профилометрии обсадных колонн наклонно-направленных и горизонтальных скважин не позволяют достоверно оценить их техническое состояние из-за существенных ошибок методического характера. Предлагается расширить перечень оцениваемых геометрических параметров труб и применять новую методику интерпретации. При этом не только достигается требуемая достоверность интерпретации данных скважинных исследований, но и обеспечивается инструментальная пре-емственность, позволяющая проводить корректное определение искомым параметрам обсадной колонны серийными отечественными и зарубежными трубными профиломерами.

С ростом объемов строительства глубоких, наклонно-направленных и горизонтальных скважин всё большее значение (как в России, так и за рубежом) приобретают вопросы диагностики технического состояния обсадных колонн. Последние испытывают повышенные изгибающие и прижимающие нагрузки, которые обуславливают:

- механический износ (истирание) внутренней поверхности обсадных труб замками буровой колонны при спускоподъемных операциях (СПО);
- снижение остаточной прочности, смятие и растрескивание изношенных труб;
- ослабление муфт и потерю герметичности в их резьбовых соединениях;
- утечки углеводородного сырья, межпластовые перетоки флюидов, межколонные давления и обводнение продукции скважин;
- загрязнение источников водоснабжения, экологические потрясения и другие негативные проявления.

#### *Износ обсадных труб*

Осмотр поднятых из скважины обсадных труб показал, что наиболее интенсивный износ наблюдается в интервалах набора кривизны и перегибов стволов скважин (т.е. в местах концентрации механических напряжений). При этом в большинстве случаев образуется односторонний (желобной или серповидный) износ (рис. 8), приводящий к разрушению резьб и потере герметичности в муфтовых соединениях (рис. 9). Однако на практике отмечены случаи, когда наблюдался износ в виде двух желобов, расположенных по дуге окружности на различных расстояниях друг от друга.

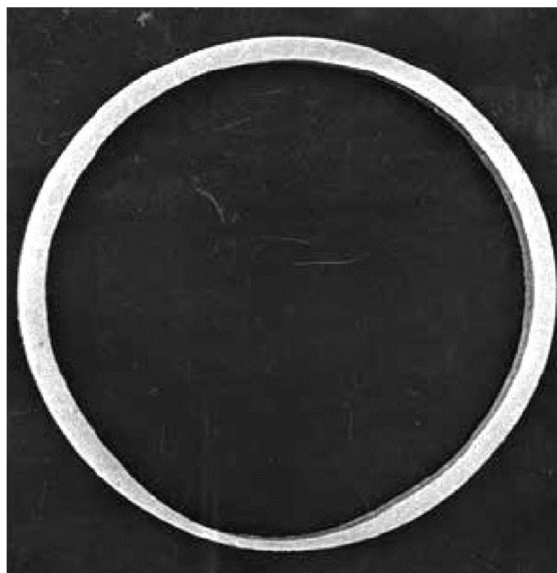
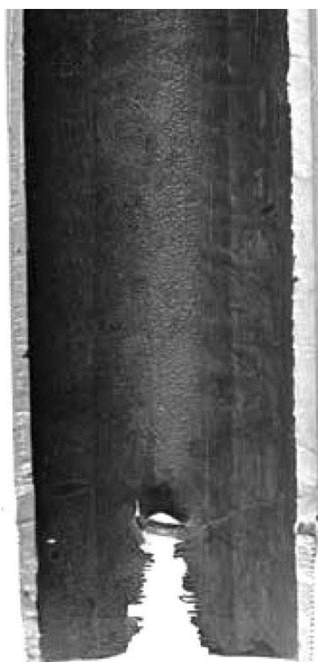


Рисунок 8 – Износ обсадной колонны замками буровых труб

Кроме того, исследованиями института «ВНИИТнефть» было установлено, что в бывшем СССР коэффициент аварийности с обсадными колоннами по Главтюмень-нефтегазу составлял 7,6 % и 23,4 % при интенсивности искривления стволов скважин всего 1,5° и 2,0° на 10 метров глубины скважины соответственно.

Подобные явления происходят и с эксплуатационными обсадными колоннами, которые изнашиваются муфтами насосно-компрессорных труб (НКТ) при СПО.





**Рисунок 9** – Разрушение резьбового соединения в зоне износа обсадной колонны

Всё вышеизложенное свидетельствует о насущной необходимости диагностики технического состояния обсадных колонн геофизическими методами, включающими методы электромагнитной дефектоскопии и электромеханической трубной профилометрии.

#### *Несовершенство методик интерпретации*

Рассмотрев ранее проблемы и решения в области электромагнитной дефектоскопии обсадных колонн, остановимся на ограничениях к применению метода электромеханической профилометрии, основанного на контактном способе съёма информации. Этот способ реализуется посредством измерительных рычагов, установленных в скважинном приборе равномерно по окружности и прижимаемых к внутренней поверхности труб обсадной колонны. Так, в России для определения проходного сечения и геометрических параметров обсадных колонн в вертикальных скважинах применяются трубные профиломеры-радиусомеры типа ПТС-4 и ПТС-100 Т с 8 измерительными рычагами, а также приборы зарубежных фирм – TGS (Schlumberger) с 16 измерительными рычагами, MFC (Western Atlas), MIT (Sondex) и др., имеющие значительно большее число измерительных рычагов (20, 40, 60 и 80).

Однако в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах их показания оказываются недостоверными, т.к. из-за эксцентричного положения скважинного прибора в исследуемых обсадных колоннах измерительные рычаги измеряют не диаметры (как сумму отклонений противоположных рычагов), а хорды.

Необходимо отметить, что измеренные значения хорд принципиально несопоставимы с величинами минимального, максимального и среднего внутренних диаметров и их отклонениями, допускаемыми по ГОСТ 632-80, что делает невозможным и определение технического состояния обсадных труб по критерию соответствия (или несоответствия) требованиям указанного стандарта. Поэтому «Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах» (РД 153-39.0-072-01. – Москва, 2001 г.) устанавливает ограничения к применению метода трубной профилометрии в скважинах с большими отклонениями стволов от вертикали (п. 24.2.1).

Кроме того, разработанные методики интерпретации данных трубной профилометрии базируются на следующих допущениях:

- скважинный прибор в обследуемых трубах отцентрирован;
- отклонения измерительных рычагов прямо пропорциональны радиусам;
- профили внутренней и внешней поверхностей обсадных труб в поперечном сечении есть окружности с постоянным радиусом и имеют один общий центр;

- не учитывают допускаемых в соответствии с ГОСТ 632-80 отклонений геометрических параметров труб от их номинальных значений.

Перечисленные недостатки существующих методик интерпретации могут привести к существенным ошибкам в оценке технического состояния обсадных колонн. Это наглядно иллюстрирует следующий пример.

В одной из скважин Кошехабльской площади (Краснодарский край) увеличение проходного сечения труб за счёт одностороннего желобного износа глубиной 7,5 мм в обсадной колонне диаметром 168 мм было ложно истолковано как увеличение среднего внутреннего диаметра трубы на 1,62 мм, что является допустимым по ГОСТ 632-80 для труб указанного типоразмера с обычной точностью изготовления (1,62 вместо 1,7) и недопустимым по сути, поскольку остаточная прочность труб, равномерно изношенных на 1,62 мм и имеющих сосредоточенный желобной износ глубиной 7,5 мм, далеко не одинакова.

Более того, ни одна из известных методик интерпретации данных трубной профилометрии не предусматривает определение такого весьма важного диагностического параметра, как овальность труб  $e$ , которая сильно влияет на их прочностные показатели (табл. 1). Из вышеизложенного следует, что метод электромеханической трубной профилометрии может применяться, по сути, лишь для определения проходного сечения обсадных колонн.

#### *Требования к методическому аппарату*

Таким образом, можно сделать вывод о насущной необходимости разработки новой методики интерпретации данных профилометрии как в вертикальных, так и наклонно-направленных и горизонтальных скважинах. Эта методика (независимо от эксцентриситета скважинного прибора в исследуемой обсадной колонне) должна обеспечивать корректное определение не только среднего внутреннего диаметра и двух взаимно перпендикулярных диаметров, но таких параметров, как:

- овальность обсадных труб;
- отклонения профиля внутренней поверхности труб в поперечном сечении от окружности с номинальным внутренним радиусом;
- соответствие (несоответствие) внутренней геометрии или проходного сечения обсадных труб требованиям ГОСТ 632-80 (раздел «Номинальные геометрические размеры труб нефтегазового сортамента»), согласно которому они изготавливаются на металлургических заводах;

- интервалы и величины износа обсадных колонн.

Указанные параметры необходимы для:

- определения геометрических параметров труб и сопоставления их с допускаемыми значениями по критерию соответствия (несоответствия) требованиям ГОСТ 632-80;
- определения величины износа, остаточной толщины и остаточной прочности обсадных колонн;
- выдачи однозначного заключения о техническом состоянии скважин и возможности продления их срока службы сверхнормативного при их переаттестации.

#### ***Скважинная дефектоскопия и толщинометрия***

Метод скважинной индукционной дефектоскопии и толщинометрии основан на регистрации электромагнитного отклика от вихревых токов, возникающих в металлических колоннах и элементах конструкции скважины под воздействием электромагнитного излучения генераторной катушки. В ходе исследований измеряются различные параметры ЭДС индукции: амплитуда, декремент затухания, фазовый сдвиг сигнала относительно фазы возбуждающего тока в зависимости от модификации метода.

На формирование ЭДС главным образом влияют: удельная электропроводность и магнитная восприимчивость (являющиеся характеристиками материала труб), толщина и сплошность интервала исследования, диаметр колонн и их соосность (являющиеся геометрическими характеристиками), конструкция катушек, характеристики излучаемого сигнала и положение прибора в стволе (являющиеся характеристиками аппаратуры и условий измерения).

На сигнал могут оказывать влияние блуждающие и гальванические токи, а также большая концентрация ферромагнетиков в разрезе скважины при исследовании обсадных колонн.

Современные скважинные дефектоскопы-толщинометры позволяют выделить элементы конструкции скважины (трубы, муфтовые соединения, пакеры, центраторы, перфорационные интервалы и др.), выделить продольные и поперечные дефекты типа «трещина» практически с нулевой раскрытостью и протяжённостью от нескольких сантиметров, обрывы колонны и интервалы активной коррозии, определять толщину трубы с точностью до 0,5 мм.

При проведении исследований прибор должен быть центрирован. Простейшим устройством этого типа является индукционный индикатор дефектов, принцип работы которого основан на регистрации фазового сдвига между возбуждаемым и регистрируемым сигналом, обусловленного наличием дефекта в колонне.

Для повышения разрешающей способности прибор изготавливают из расчета наибольшего сближения диаметров катушек и внутреннего диаметра труб.

Метод даёт интегральную картину потери металла (коррозия) или нарушение сплошности (трещина) в кольцевом секторе колонны, обусловленное геометрическим фактором измерительного зонда.

Палетка показаний электромагнитной дефектоскопии приведена на рисунке 10.

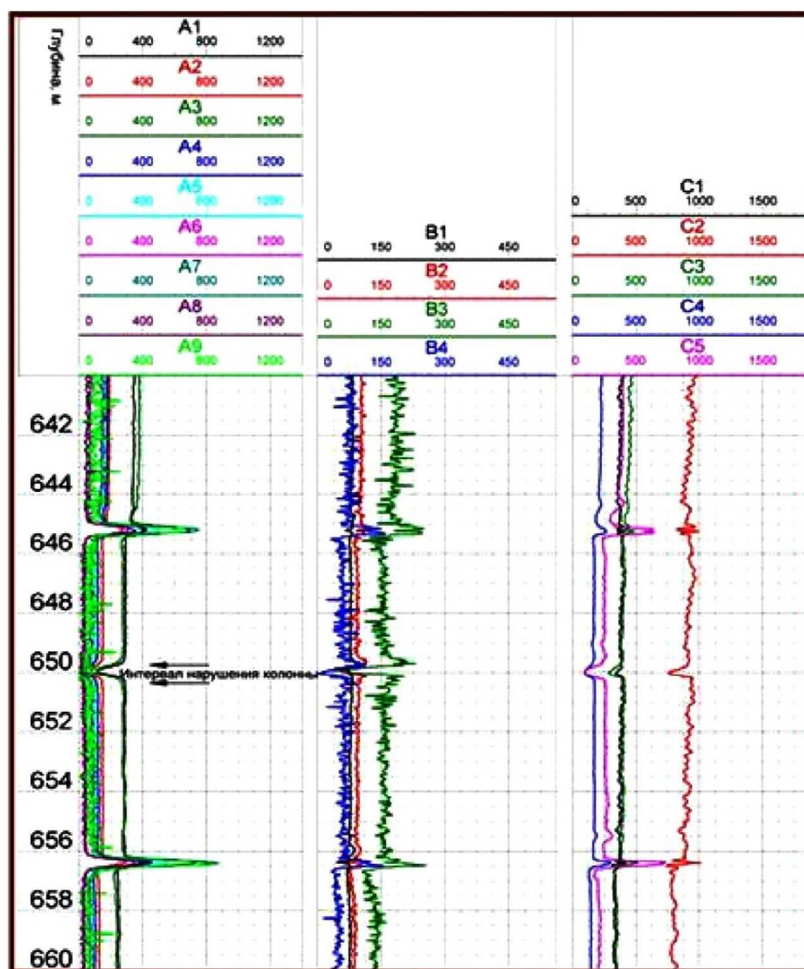


Рисунок 10 – Палетка показаний электромагнитной дефектоскопии

### **Магнито-импульсная дефектоскопия-толщинометрия (МИД-К)**

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

мента затухания ЭДС индукции для зондов с различной базой. Дальнейшим развитием этого направления являются сканирующие дефектоскопы, которые позволяют локализовать дефекты в определенном сегменте и существенно повысить разрешающую способность метода. Исходной информацией для обработки и интерпретации является серия кривых амплитуды ЭДС индукции для нескольких зондов на различных временах задержки от инициирующего импульса. Специальная обработка позволяет восстановить декремент затухания для различных по удаленности зон, настроиться на соответствующий диаметр исследуемой колонны и отфильтровать влияние других колонн. Результатом интерпретации является серия дефектограмм и толщинограмм для каждой колонны. Средством калибровки прибора является набор из аттестованных стальных труб, отличающихся диаметром и толщиной стенок, а также искусственными дефектами (в виде ориентированных по радиусу и образующей трубы трещин).

Дефектоскоп-толщиномер магнито-импульсный МИД-ИМ показан на рисунке 11.



Рисунок 11 – Дефектоскоп-толщиномер магнито-импульсный МИД-ИМ

Возможности:

- исследование действующих скважин с высоким устьевым давлением;
- исследование насосно-компрессорных труб и труб обсадных колонн, изготовленных как из магнитных сплавов, так и из нержавеющей сталей с отсутствием магнитных свойств;
- определение остаточной интегральной толщины металла НКТ и обсадных колонн;
- определение интервалов перфорации и элементов конструкции насосно-компрессорного оборудования и обсадных колонн (пакеры, мандрели, клапаны, переводники, центраторы, фонари);
- идентификация щелевых дефектов, расположенных вдоль оси прибора и в перпендикулярной плоскости;
- наличие чувствительного внешнего термометра позволяет регистрировать температурные аномалии, что даёт дополнительную информацию при определении зон перфорации;
- наличие датчика давления с высокой разрешающей способностью позволяет определить местоположение границ интервала притока нефти или газа в скважины, построение профиля притока;
- наличие канала регистрации уровня естественного гамма-излучения позволяет привязать данные дефектоскопии к геологическому разрезу;
- продолжительность непрерывной регистрации составляет 14 часов.

Круговая цементограмма, дефектограммы и схемы сечений скважины представлены на рисунке 12.

Магнитоимпульсная дефектоскопия скважин основана на исследованиях переходных процессов в трубах. Характер изменения кривых спада зависит от толщины стенки трубы, её диаметра, магнитной восприимчивости и удельной электропроводности металла. Чем больше толщина стенки колонны, тем медленнее затухают переходные процессы. Временное разделение сигнала позволяет исследовать многоколонные

скважины. В работе рассмотрены различные типы магнитоимпульсных дефектоскопов и показаны их возможности. Алгоритм определения толщины стенки труб основан на методе математического моделирования.

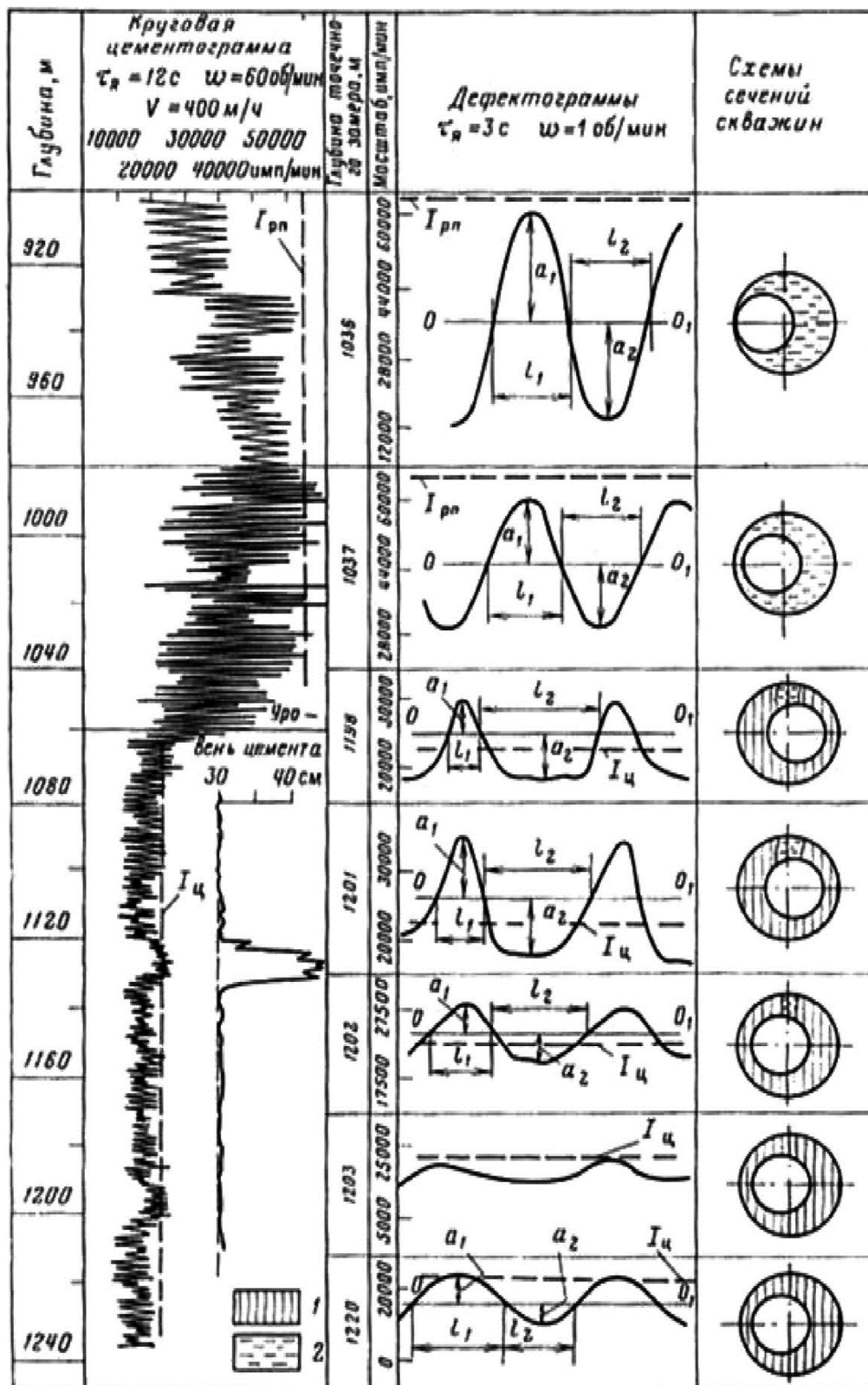


Рисунок 12 – Круговая цементограмма, дефектограммы и схемы сечений скважины:

1 – цемент; 2 – промывочная жидкость;

$I_u$  – максимальные показания прибора против каверны, заполненной цементом;

$I_{pn}$  – максимальные показания прибора при нормальном диаметре скважины против незацементированных участков ствола

Интерпретация результатов измерений проводится в системе «DeViz», которая позволяет отображать каротажные данные на экране монитора, проводить увязку кривых по реперным интервалам, данным о конструкции скважин или опорным пластам, сопоставляя ГК-МИД с материалами геолого-физических исследований (ГИС). «DeViz» включает режимы автоматической отбивки муфт первой и второй колонн с возможностью «ручной» корректировки; учета магнитного шума, эксцентриситета труб и температурного дрейфа.

Большие осложнения при проведении интерпретации могут создавать зоны локального намагничивания колонн, обусловленные различными факторами технического характера. Такого рода зоны должны отмечаться операторами при проведении основного замера в скважине.

Рекомендуется для отбраковки этих помех проводить контрольные записи выделенных интервалов на измененной скорости каротажа, например, вдвое уменьшенной по отношению к основной. При этом аномалии, обусловленные зонами намагничивания металла колонн, резко изменяются по амплитуде (при уменьшении скорости уменьшается амплитуда) в отличие от аномалий, связанных с дефектами, амплитуда которых не меняется. Учёт магнитной неоднородности позволяет повысить точность определения толщины и надёжность выявления дефектов.

Разработаны магнитоимпульсные дефектоскопы для исследования технического состояния обсадных колонн и НКТ газовых и нефтегазовых скважин. На основе математического и физического моделирования разработана методика выявления нарушений первой и второй колонн, уточнения интервалов перфорации, расчёта остаточной толщины стенки колонн. Приведены примеры использования технологии магнитоимпульсной дефектоскопии при оценке технического состояния газовых скважин.

#### **Акустические методы САТ, САТ-4**

Акустические параметры горных пород функционально связаны с их физико-механическими свойствами, пористостью, структурой порового пространства и характером насыщения. Характеристики акустических сигналов, зарегистрированных в обсаженных скважинах, тесно связаны с состоянием обсадки и, в частности, с качеством контактов «цемент – порода» и «цемент – колонна». Всё это создаёт предпосылки для применения АМ при решении широкого круга задач нефтегазовой, угольной и рудной геофизики, а также при инженерно-геологических и гидрогеологических изысканиях.

Применение высокочастотных излучателей и приёмников (0,4–2 МГц) позволяет регистрировать волны, отраженные от стенок скважины. Изучая кинематику и динамику этих волн, можно получить информацию о геометрии ствола скважины (скважинная акустическая кавернометрия – САК или профилометрия – САП), о состоянии обсадной колонны и макроструктуре – трещиноватости, кавернозности пород, слагающих стенки скважины (скважинное акустическое телевидение – САТ). При реализации этих методов перпендикулярно к стенке скважины излучаются кратковременные импульсы упругих колебаний, длины волн которых существенно меньше длины излучателя. При САК частота излучаемых колебаний около 0,5 МГц, при САТ – 1,5–2 МГц. Достигнув стенки скважины, акустические волны отражаются от них и возвращаются на приемник. Обычно излучатель и приёмник совмещены. Форму ствола скважины и её профиль определяют по времени распространения акустического импульса до стенки скважины и обратно.

Показания акустических методов представлены на рисунке 13.

#### **Спектральная шумометрия**

Движение жидкости и газа генерирует шум за счёт вибрации минерального скелета пород, а также элементов конструкции скважины. Интенсивность шума растёт с увеличением линейной скорости потока жидкости/газа. Однако спектральный состав шума зависит не от типа или скорости потока, а только от среды, в которой движется жидкость или газ. Анализ акустического шума, зарегистрированного в широком диапазоне частот, позволяет определить, например, зоны активной работы коллектора, места негерметичности обсадной колонны и НКТ, работающие зоны перфорации, заколонные перетоки по цементному камню, а также потоки в породе и по трещинам. Аку-

стический шум регистрируется при помощи широкополосного гидрофона в диапазоне частот 100 Гц – 25 кГц. Каротажный кабель не позволяет передать такой сигнал на поверхность, поэтому в существующей аппаратуре акустические данные оцифровываются и регистрируются на автономный носитель.

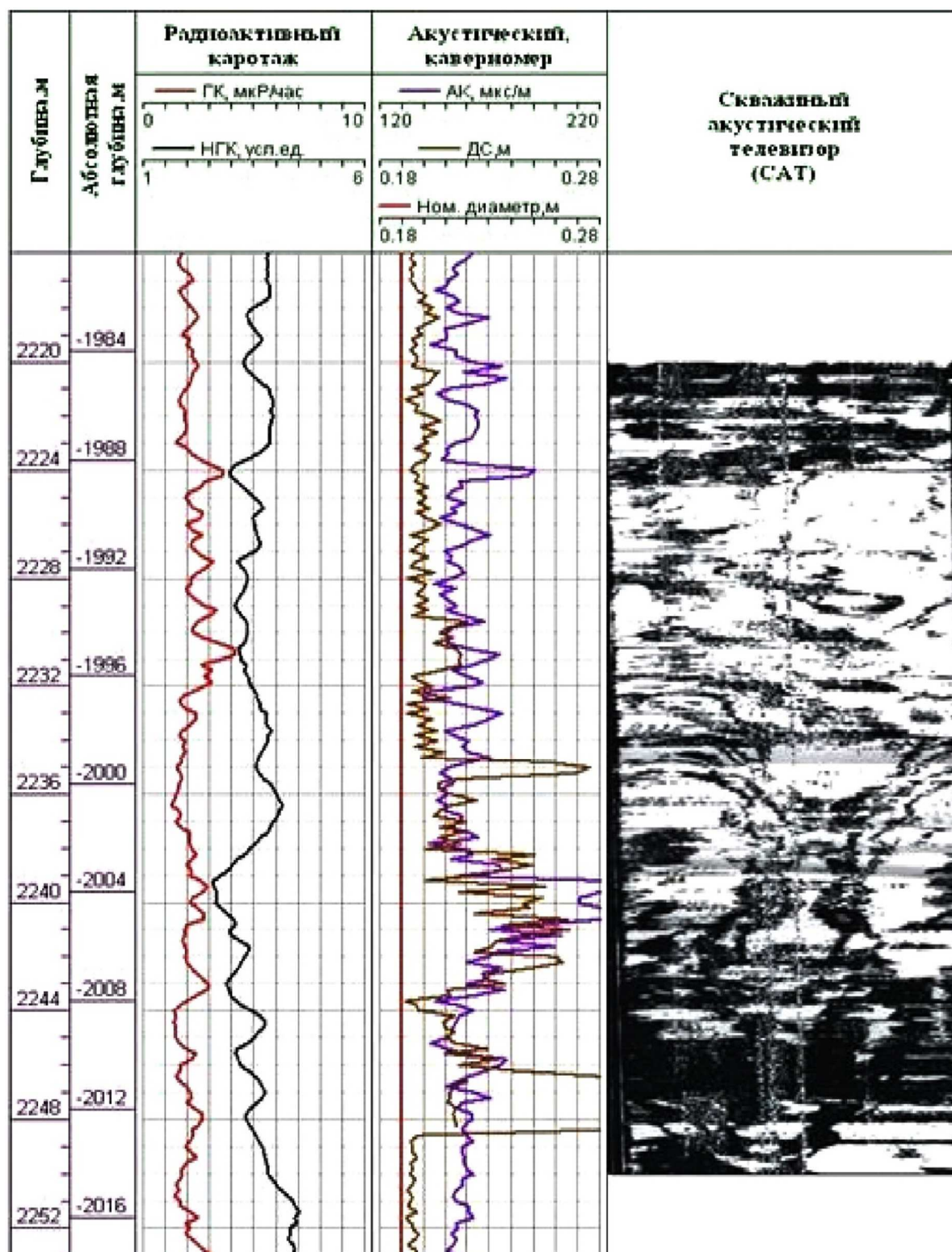


Рисунок 13 – Показания акустических методов

После проведения исследования данные подвергаются цифровой обработке с использованием быстрого преобразования Фурье для сценки спектрального состава сигналов. На планшете (рис. 14) показано распределение амплитуды шума в диапа-

зоне от 0,117–1 кГц. Красный цвет соответствует максимальной амплитуде шума; жёлтый, зелёный, синий и фиолетовый соответствует более низкой амплитуде шума. Белым обозначается шум ниже заданного порога отсечки.

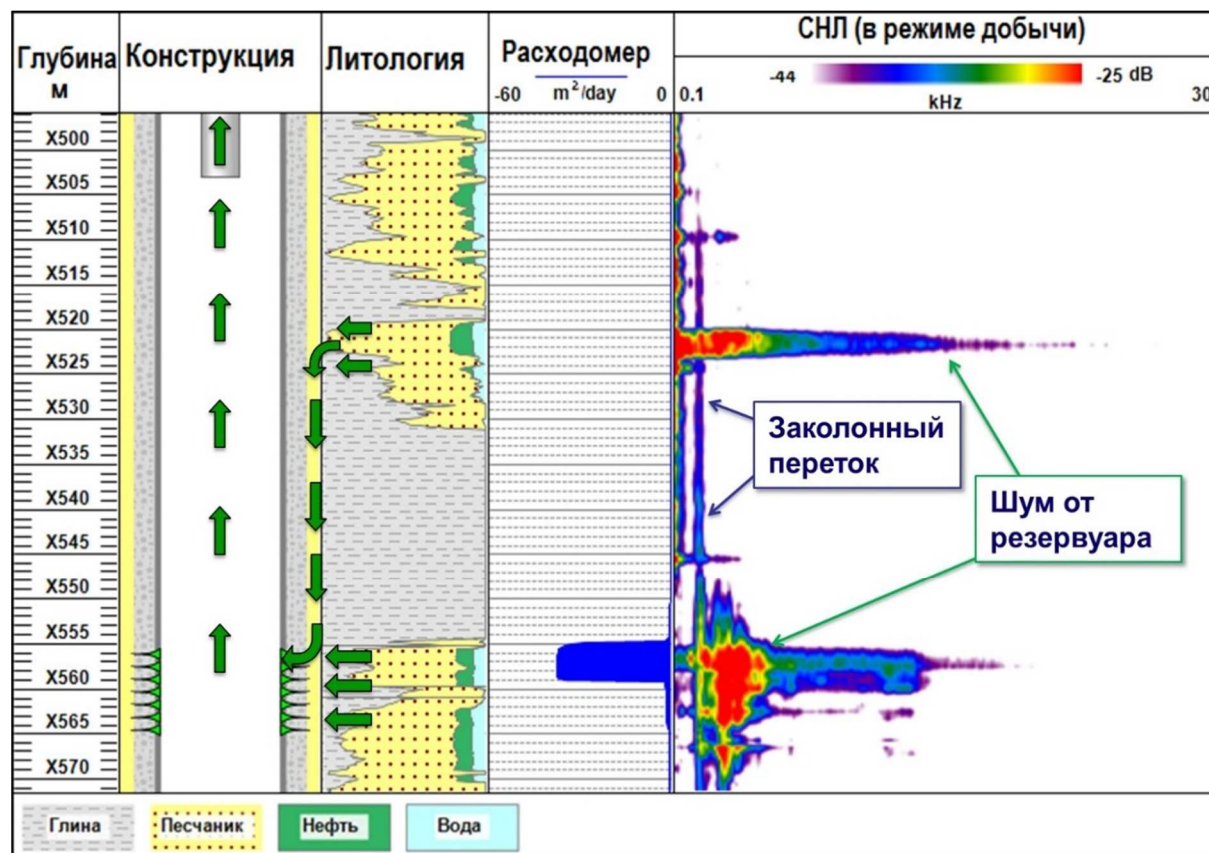


Рисунок 14 – Показания спектральной шумометрии

### **Контроль качества геофизического исследования скважин (на примере метода термометрии)**

Один из методов промышленной геофизики – метод термометрии основан на изучении естественных и искусственных тепловых полей в установившихся и неустойчивых режимах и применяется в практике проведения геофизических исследований скважин для решения широкого круга задач.

В установившихся режимах измеряется естественная температура пород, определяется геотермическая ступень, геотермический градиент и температурные аномалии вдоль оси скважины, которые обусловлены литологией, движением пластовых вод, межпластовыми перетоками флюидов по каналам в цементном камне, по границам «колонна – цемент – порода», а также притоками флюидов в скважину и т.п.

В неустойчивых режимах и при изменении режима работы скважины проводятся исследования по определению:

- высоты подъёма цемента; интервалов прострела (перфорации) эксплуатационных колонн;
- мест негерметичности (утечек) в эксплуатационной колонне или НКТ;
- интервалов внутриколонных перетоков флюидов;
- перетоков флюидов за эксплуатационной колонной;
- эффективно работающих толщин продуктивных пластов;
- притока продукции из каждого горизонта и момента включения новых работающих интервалов при их совместной эксплуатации;
- термодинамического состояния газожидкостной смеси в процессе работы скважины при разных дебитах;
- профиля приёмистости нагнетательных скважин и т.д.



Такой широкий круг задач, решаемый с помощью метода термометрии, требует учета всей совокупности факторов, влияющих на результаты исследований.

Например, если рассмотреть точность выделения газоотдающих интервалов, то она будет зависеть от структуры и параметров продуктивного разреза, от неоднородности и частоты чередования газоносных пропластков, влажности и состава газа, депрессии на пласт, конструкции скважины и др.

Руководящим документом РД 153-39.0-072-01 «Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных и газовых скважинах» регламентированы основные технические характеристики скважинных термометров:

- основная погрешность измерения температуры – не более  $\pm 2$  °С;
- дополнительная погрешность измерения температуры за счёт нагревания чувствительного элемента протекающим через него током – не более половины основной погрешности (т.е.  $\pm 1$  °С);
- постоянная времени  $\tau$  – не более 2 с.

Вывод о соответствии скважинных термометров требованиям РД 153-39.0-072-01 можно сделать по данным технических характеристик серийных скважинных термометров отечественного производства, приведённых в таблице 1.

**Таблица 1** – Технические характеристики серийных скважинных термометров

Тип прибора	Предел допускаемой основной погрешности, °С	Тепловая инерция $\tau$ , с	Примечание
ТЭГ-36	1 % (150 °С)	2	–
ТЭГ-60	1 % (200 °С)	2	–
СТЛ-28	$\pm 1$ °С	1	в воде, при скорости обтекания 0,3 м/с
АГДК-42	$\pm 0,5$ °С	1	в воде
ТР7-341	$\pm [0,4 + 0,01(t - 10) \text{ °С}]$ в диапазоне 10–200 °С	2	в воде, на воздухе перегрев датчика на 1,3 °С
ТР7-651	$\pm [0,4 + 0,01(t - 10) \text{ °С}]$ в диапазоне 10–200 °С	2	в воде, на воздухе перегрев датчика на 1,3 °С
Т-75	$\pm 2,3$ % при 120 °С	2	–
ТШ	$\pm 1$ °С	1,5	в воде

Однако при малых объёмах перетоков флюидов за обсадными колоннами образующиеся тепловые аномалии незначительны и находятся в пределах основной погрешности указанных термометров.

Опыт проведения геотермических исследований показал, что термометры типа ТР7, разработанные для нефтяных скважин с температурами на забое до 250 °С, в целом ряде случаев не могут быть эффективно использованы по указанной причине, а также из-за перегрева их термочувствительных элементов – датчиков выше температуры окружающей среды за счёт протекания через них электрического тока питания измерительной схемы. Экспериментально установлено, что на воздухе перегрев составляет 1,3 °С, что приводит к существенному изменению их градуировочных характеристик и снижению точности.

Кроме того, что чувствительность термометров типа ТР7 в ряде случаев недостаточна (так, по данным термометрии в одной из скважин Краснодарского ПХГ миграция газа за эксплуатационной колонной из продуктивной толщи к земной поверхности не была обнаружена. Тем не менее, между эксплуатационной колонной и кондуктором были скопления газа).

Если учесть, что теплофизические характеристики флюидов, заполняющих рабочий объём градуировочного устройства и ствол исследуемой скважины, разнятся между собой, а в скважинных условиях не остаются постоянными (например, из-за седиментации частиц бурового раствора или влагосодержания газа), то можно ожидать возникновение дополнительных погрешностей измерений, учесть которые практически невозможно.

Точность измерений температуры может быть снижена и из-за тепловой инерции термометров, которая изменяется в зависимости от теплопроводности флюидов, заполняющих скважину.

Так, тепловая инерция термометров в воде составляет 1 с, в нефти – 2 с, а в газе 25 с, что необходимо учитывать при проведении исследований.

На основании вышеизложенного, можно сделать вывод о том, что метод термометрии при обнаружении малых перетоков флюидов по заколонному пространству и утечек газа в муфтовых соединениях обсадных колонн с помощью известных серийных термометров недостаточно неэффективен, так как они:

- не обладают достаточной чувствительностью, точностью измерений и стабильностью градуировочных характеристик в реальных условиях эксплуатации;
- имеют значительную тепловую инерцию, что приводит к «размазыванию» или пропуску температурных аномалий, обусловленных малыми перетоками флюидов в заколонном пространстве скважин и утечками газа в муфтовых соединениях обсадных колонн.

Подтверждением необходимости совершенствования скважинных термометров служит тот факт, что для проведения «тонких» работ по выявлению малых негерметичностей в обсадных колоннах, обнаружению заколонных перетоков газа и выделению газоотдающих интервалов на Осиповичском ПХГ (Беларусь) оказалась необходимой разработка специальных термометров с погрешностью не более чем 0,05 °С при пороге чувствительности 0,002 °С.

Таким образом, несмотря на соответствие серийных скважинных термометров указанных типов требованиям РД 153-39.0-072-01, на практике оказывается, что их применение не может быть эффективным в целом ряде случаев (например, при работе в газовых скважинах и в нефтяных скважинах с большим газовым фактором).

Кроме того, технология проведения геотермических исследований должна предусматривать выбор оптимальной скорости движения термометров  $v$  в зависимости от их тепловой инерции  $\tau$ , а для обеспечения возможности сопоставления результатов исследований, выполненных разными термометрами, – произведение  $\tau$  на  $v$  должно сохраняться постоянным. В таблице 2 приведены допустимые значения скорости каротажа  $v$  при проведении геотермических исследований для различных значений  $\tau$ .

**Таблица 2** – Допустимые значения скорости каротажа  $v$  при проведении геотермических исследований для различных значений  $\tau$

$\tau$ , с	≤0,5	0,5–1,0	1,0–2,0	2,0–4,0	4,0
$v$ , м/ч	1000	800	600	400	00

Следует особо отметить, что необходимое время выдержки скважины в покое для получения установившегося температурного режима в необсаженных скважинах зависит от разности первоначальных температур промывочной жидкости и окружающих пород, а также диаметра скважины. С увеличением разности температур и диаметра скважины возрастает и необходимое время нахождения её в покое, т.е. в простое. В таблице 3 приведено время выдержки скважин в покое (в сутках), необходимое для определения температуры горных пород с точностью до 0,5 °С.

**Таблица 3** – Время выдержки скважин в покое, необходимое для определения температуры горных пород с точностью до 0,5 °С

Разность температур раствора и пород в начальный момент времени, °С	Диаметр скважины, дюймы					
	4	6	73/4	93/4	113/4	133/4
5	0,5	1,2	1,8	3,0	4,5	6,5
10	1,0	2,3	4,0	6,0	9,0	12,0
20	2,1	5,0	8,0	12,0	18,0	26,0
50	5,5	12,0	20,0	30,0	43,0	64,0

Важно отметить, что тепловое сопротивление горных пород значительно больше теплового сопротивления металлов, в частности, тепловое сопротивление железа в 40–80 раз меньше теплового сопротивления глин. Поэтому можно сделать вывод о

том, что при проведении геотермических исследований в обсаженных скважинах время выдержки их в покое должно быть таким же, как и в необсаженных.

В наше время нашли применение волоконно-оптические приборы для исследования стационарных и нестационарных тепловых полей в скважинах по всей длине интересующего интервала глубин в реальном масштабе времени, в которых распределенным датчиком температуры является волоконно-оптический кабель.

Работа приборов базируется на анализе прохождения по оптическому волокну световых импульсов генерируемых лазером, рассеивание которых зависит от температуры.

Например, система «LightSense» 400 предназначена для непрерывного измерения распределенного температурного поля в скважине. Она использует кабель с 4-мя световодами, причем каждый световод образует один канал, по которому можно производить считывание данных со 100-а точек. Первичные преобразователи для измерения температуры не требуются. Отсчёты проводятся каждую секунду по всем 400-м каналам. По данным компании «Saubeus Sensor System» разрешающая способность измерительной системы равна 0,25 °С, абсолютная погрешность измерения температуры – ±0,5 °С.

Используемый кабель с оплеткой из нержавеющей стали рассчитан на работу при давлении до 70 МПа в интервале температур от – 25 до 250 °С. Длина оптоволоконного кабеля может достигать 12 км, а расчётное время его работы – 10 лет.

Оптико-волоконные измерители температуры обладают весьма важными качествами:

- обеспечивается регистрация температуры вдоль всего оптоволоконного кабеля;
- измерения могут производиться в процессе добычи и при проведении в скважине технологических операций;
- возможен непрерывный температурный мониторинг в добывающих скважинах.

Однако их применение для выявления небольших перетоков флюидов в заколонном пространстве скважин сдерживается, поскольку тепловые эффекты при этом находятся в пределах основной погрешности измерений.

Таким образом, можно констатировать, что серийные скважинные термометры малопригодны для проведения «тонких» работ по выявлению перетоков флюидов в заколонном пространстве скважин и обнаружению мест негерметичности в обсадных колоннах с малыми утечками (по газу) из-за их недостаточной чувствительности и большой тепловой инерции. Поэтому в КубГТУ для решения вышеуказанных задач выполнено следующее:

- проведены поисковые исследования и предложена новая концепция построения высокочувствительного и малоинерционного скважинного термометра (патенты России № 2193169, кл. G01K 7/24, и № 2315268, кл. G01K 7/24);
- изготовлены опытные образцы скважинных термометров ВМСТ-1 и проведены их сопоставительные испытания с серийными термометрами типа ТР7-341, как в лабораторных, так и в реальных скважинных условиях.

Суть новой концепции построения скважинных термометров ВМСТ-1 заключается в разделении функций получения информации и преобразования её в форму, удобную для передачи по каротажному кабелю.

Для этого:

- термочувствительные элементы включены в мостовую измерительную схему (в противоположные плечи моста Уитстона);
- измерительная диагональ моста подключена ко входам усилителя сигналов разбаланса, выход которого в свою очередь подключен к центральной жиле каротажного кабеля через импульсный преобразователь.

Указанная совокупность элементов и функциональных узлов с одной стороны необходима, а с другой – достаточна для достижения поставленной цели.

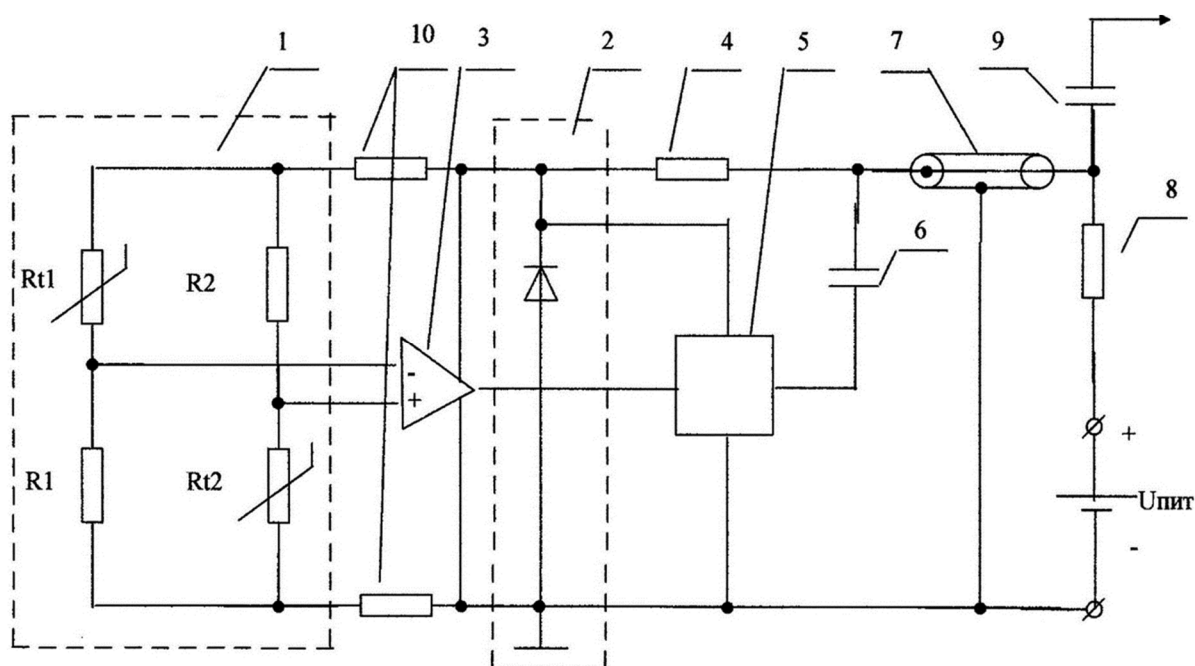
Так, применение измерительной схемы в виде моста позволяет:

- произвести компенсацию напряжения в измерительной диагонали до нулевого значения в начале диапазона измеряемых температур и получить большую стабильность «нуля», поскольку баланс моста сохраняется даже при колебаниях напряжения питания (т.е. обеспечить высокую стабильность характеристики преобразования «температура – напряжение»);

- изменять границы диапазона измерений и осуществлять измерение собственно приращений температуры;
- включить два термочувствительных элемента в противоположные плечи мостовой схемы, что удваивает приращение напряжения разбаланса моста при прочих равных условиях и даёт возможность снизить напряжение питания мостовой схемы, уменьшить собственное тепловыделение термочувствительных элементов, их перегрев относительно температуры окружающей среды и, следовательно, повысить точность измерений.

Применение усилителя сигналов разбаланса позволяет в  $K$  раз увеличить приращение выходного напряжения моста (где  $K$  – коэффициент усиления дифференциального сигнала) при одинаковых изменениях температуры и получить заданную чувствительность устройства низким напряжением питания.

На рисунке 15 показана блок-схема скважинного термометра ВМСТ-1.



**Рисунок 15** – Блок-схема скважинного термометра ВМСТ-1:

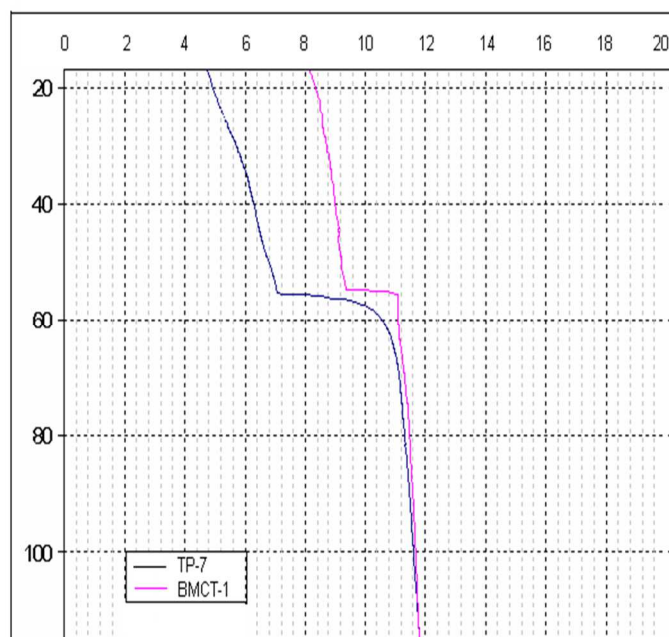
- 1 – измерительный мост с термочувствительными элементами  $Rt_1$  и  $Rt_2$ , включёнными в противоположные плечи мостовой схемы;
- 2 – стабилизатор напряжения питания; 3 – усилитель сигналов разбаланса;
- 4 – балластный резистор стабилизатора напряжения питания; 5 – импульсный преобразователь;
- 6 – конденсатор связи выхода импульсного преобразователя с каротажным кабелем;
- 7 – каротажный кабель; 8 – резистор нагрузки каротажного кабеля со стороны наземной панели;
- 9 – конденсатор связи каротажного кабеля с блоком обработки информации; 10 – ограничитель тока

Данное техническое решение позволяет повысить достоверность регистрации теплового поля вдоль оси скважины за счёт устранения «размазывания» температурных аномалий, обусловленного значительной тепловой инерцией известных скважинных термометров.

Испытания высокочувствительного малоинерционного скважинного термометра ВМСТ-1 проведены в сопоставлении с серийным термометром типа ТР7-341, нашедшим широкое применение в геофизической отрасли в идентичных лабораторных и скважинных условиях.

На рисунке 16 приведены фрагменты термограмм, характеризующих реакцию термометров ТР7-341 и ВМСТ-1 на скачок температуры в момент перехода из воздуха в воду.

По данным Б.М. Рябова и А.И. Парфёнова ранее в нефтегазовой отрасли бывшего СССР ремонтировалось ежегодно около 1300 скважин (800 добывающих и 500 нагнетательных) в целях восстановления герметичности обсадных колонн. Более поздних данных в технической литературе не найдено, однако по мере старения скважин можно предположить и значительно большие объёмы ремонтных работ. При этом место негерметичности определяют путём поинтервальной опрессовки или геофизическими методами.



**Рисунок 16** – Реакция термометров TP7-341 и BMCT-1 на скачок температуры в момент перехода из воздуха в воду

### **Разработка способа, устройства и технологии определения мест негерметичности обсадных колонн гидродинамическими методами**

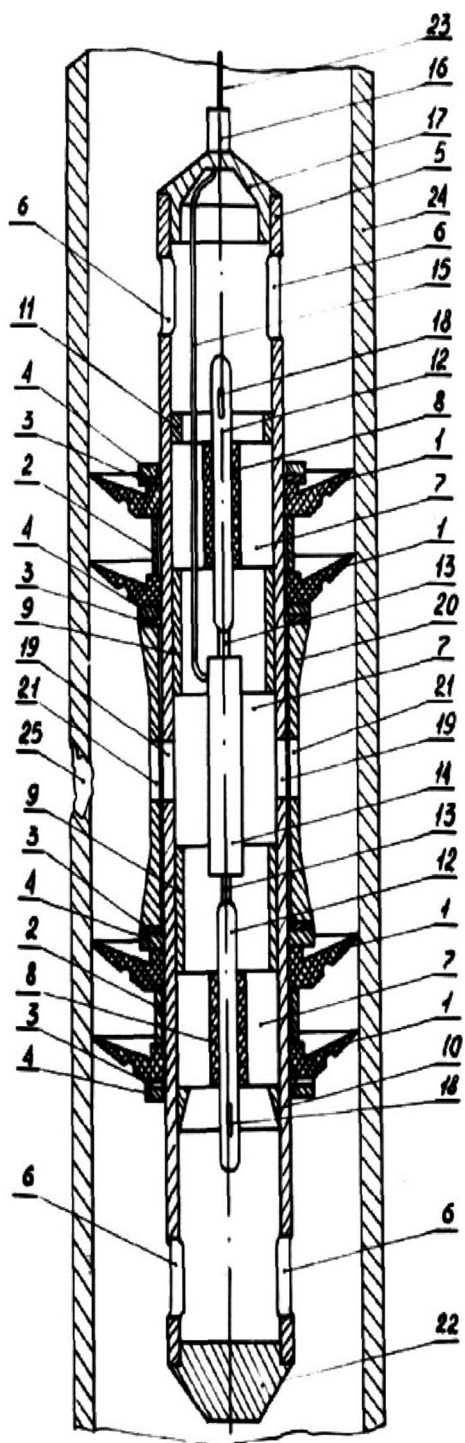
Попутно отметим, что в общем объёме ГИС, проводимых с целью контроля за разработкой нефтяных месторождений и выявления источников обводнения, исследования выходящих в капитальный ремонт скважин составляют 25 %.

Согласно РД 39-1-1190-84, после глушения скважин предусматривается проведение ГИС методами термометрии, резистивиметрии, расходомерии, локации муфтовых соединений и др. с закачками нескольких порций жидкости и регистрацией температурных и иных аномалий. Указанная технология неэффективна, требует значительных затрат времени и средств (особенно при наличии нескольких мест негерметичности в обсадных колоннах, что часто встречается в скважинах старого фонда из-за сквозных коррозионных повреждений труб).

Поэтому нами предложен новый способ и устройство для определения мест негерметичности обсадных колонн, не противоречащие РД 39-1-1190-84 и не требующие сложного дополнительного оборудования.

На рисунке 17 схематично показано указанное устройство, представляющее собой двойной скважинный разделитель с эластичными манжетами 1, установленными с помощью распорных втулок 2, прокладок 3 и зажимных гаек 4 на наружной поверхности несущей трубы 5. Внутри несущей трубы 5, имеющей каналы 6 для прохода прокачиваемой жидкости, с помощью гофрированных патрубков 7, амортизаторов 8, распорных втулок 9, упорного кольца 10 и зажимной гайки 11 установлены два идентичных скважинных прибора 12, присоединённых с помощью их подсоединительных головок 13 к стыкующему переводнику 14 и далее, через кабель связи 15, к кабельной головке устройства 16, установленной на верхней пробке 17, которая соединена с несущей трубой 5.

Чувствительные элементы 18 скважинных приборов 12 омываются потоком закачиваемой жидкости (на рисунке 17 не показано), проходящей через каналы 6. На несущей трубе 5, в её средней части, выполнен ряд отверстий 19 и установлена с возможностью поворота регулирующая втулка 20 с отверстиями 21. Указанные отверстия выполнены равномерно по периметрам несущей трубы 5 и регулирующей втулки 20, совпадают между собой и имеют равные диаметры.



**Рисунок 17** – Устройство для определения мест негерметичности обсадных колонн:  
 1 – эластичная манжета; 2 – распорные втулки; 3 – прокладки; 4 – зажимные гайки; 5 – несущая труба;  
 6 – каналы для прохода прокачиваемой жидкости; 7 – продольно гофрированные патрубки;  
 8 – амортизирующие втулки; 9 – распорные втулки; 10 – упорное кольцо; 11 – зажимная гайка;  
 12 – скважинные приборы; 13 – подсоединительные головки; 14 – стыкующий переводник;  
 15 – кабель связи; 16 – кабельная головка устройства; 17 – верхняя пробка;  
 18 – чувствительные элементы скважинных приборов; 19 – отверстия;  
 20 и 21 – регулирующая втулка и отверстия в ней соответственно; 22 – нижняя пробка;  
 23 – геофизический кабель; 24 – исследуемая обсадная колонна;  
 25 – место повреждения обсадной колонны

Для реализации предлагаемого способа обнаружения негерметичности обсадных колонн в качестве скважинных приборов 12 могут быть использованы серийные беспакерные расходомеры-дебитометры РГД-2М, РГД-4 и другие аналогичные приборы.

Обнаружение мест негерметичности обсадных колонн производят по следующей технологии. Кабель 23 от геофизической станции перекидывается через подвесной ролик, пропускается через лубрикатор и соединяется с устройством с помощью присоединительной головки 16. Затем оно вводится в исследуемую обсадную колонну 24. Устье скважины герметизируют, и устройство спускается до башмака обсадной колонны 24. После этого начинают продавку жидкости через место повреждения 25.

Допустим, что в качестве скважинных приборов 12 используются идентичные расходомеры и место повреждения 25 в обсадной колонне 24 находится выше местонахождения устройства. Тогда их чувствительные элементы – турбинки 18 находятся в застойной зоне и не вращаются, т.к. через каналы 6 и поперечное сечение несущей трубы 5 жидкость не протекает. При движении вверх в герметичном участке обсадной колонны, скважинная жидкость будет протекать через верхние каналы 6, несущую трубу 5 и нижние каналы 6, одинаково интенсивно омывая турбинки 18 верхнего и нижнего скважинных приборов 12.

Поэтому они начинают вращаться с одинаковой частотой, зависящей от скорости движения потока жидкости через поперечное сечение несущей трубы 5, которая будет в свою очередь зависеть от скорости подъёма (или спуска) устройства, и на регистраторе геофизической станции будут записываться две параллельные линии, характеризующие частоту вращения турбинок 18 и переток скважинной жидкости через поперечное сечение несущей трубы 5 в функции глубины.

При входе устройства в зону негерметичности обсадной колонны 24, в момент времени, когда искомое место негерметичности 25 окажется в пространстве между верхними и нижними манжетами 1, характер протекания жидкости через поперечное сечение несущей трубы 5 резко изменится. Как видно из рисунка 17, прокачиваемая жидкость устремится через верхние каналы 6 внутрь несущей трубы 5, смывая с большой интенсивностью чувствительный элемент – турбинку 18 верхнего скважинного прибора 12, причем выход её будет осуществляться через отверстия 19 в средней части несущей трубы 5, отверстия 21 в средней части регулирующей втулки 20 и место негерметичности 25 обсадной колонны 24. Турбинка 18 нижнего скважинного прибора 12 при этом будет вращаться с прежней частотой, поскольку скорость движения устройства не изменяется. Таким образом, верхний и нижний скважинные приборы 12 и их чувствительные элементы 18 будут находиться в резко отличающихся условиях в течение всего времени, когда искомое место негерметичности 25 будет находиться между верхними и нижними манжетами 1.

Естественно при этом выходные сигналы скважинных приборов 12 будут резко отличаться друг от друга и на диаграмме регистратора геофизической станции произойдёт скачок кривой расхода, регистрируемой верхним скважинным прибором 12, поскольку к прежнему его значению прибавится расход прокачиваемой жидкости через место негерметичности 25.

При дальнейшем движении устройства вверх вдоль оси обсадной колонны 24 место негерметичности 25 выйдет из пространства между верхними и нижними манжетами 1 и поток прокачиваемой жидкости устремится через нижние каналы 6, а не через отверстия 19 и 21. В этом случае чувствительные элементы 18 верхнего и нижнего скважинных приборов 12 снова окажутся в равных условиях (или почти равных), однако их выходные сигналы будут пропорциональны новому значению количества протекающей жидкости через поперечное сечение трубы 5, отличающемуся от первоначального на величину расхода жидкости, прокачиваемой через место негерметичности 25. Поэтому на диаграмме наземного регистратора будут наблюдаться резкие изменения амплитуд записи в месте негерметичности 25 обсадной колонны 24.

Достоинствами предложенного способа определения мест негерметичности обсадных колонн являются надёжность выявления их и высокая разрешающая способность к малым негерметичностям, т.к. на диаграмме регистратора геофизической станции одновременно регистрируются два сигнала от идентичных скважинных приборов и влияние дестабилизирующих факторов в процессе проведения исследований (колебания скорости протяжки, колебания давления и производительности агрегатов и т.п.) сводится к минимуму, причём кривые записи являются реперными по отношению друг к другу.

Как отмечалось выше, в качестве скважинных приборов 12 в устройстве могут быть использованы не только беспакерные расходомеры указанных типов, но и другие приборы (например, малогабаритные скважинные приборы газогидродинамического каротажа Дина-К8, КСА-Т12-38-120/60 и аналогичные.

Следует особо отметить, что значительно большие возможности для повышения чувствительности индикаторов негерметичности обсадных колонн открываются с использованием термоанемометрических методов измерения скорости и расхода потоков флюидов. Оценим возможности термоанемометрического метода. Положим, что электрическое сопротивление  $R$  каждой из проволочных спиралей, включенных в электрическую мостовую схему, составляет 100 Ом и по ним протекает электрический ток  $J$  силой в 1 А. Тогда в соответствии с законом Джоуля-Ленца за 1 секунду в каждой спирали выделится количество теплоты, определяемое по формуле:

$$Q = 0,24 \cdot J^2 \cdot R \cdot t = 24,$$

где  $Q$  – количество теплоты, кал.;  $J$  – электрический ток;  $R$  – сопротивление проволочной спирали, включённой в электрический мост;  $t$  – время измерения.

Допустим, что спираль заключена в объеме, вмещающем 10 мл воды. Тогда она, как показывают расчёты, за 1 секунду нагреется на 2,4 °К. Предположим, что в 1 секунду через место негерметичности 25 обсадной колонны 24 утечка составляет также 10 мл. Следовательно, каждую секунду каждая порция прокачиваемой воды через объем занимаемый электрической спиралью будет нагреваться на 2,4 °К и будет уноситься через место негерметичности 25, что может быть легко измерено современными скважинными термометрами.

Предложенный способ обнаружения малых негерметичностей обсадных колонн может применяться совместно с любым серийным геофизическим оборудованием и обладает высокой чувствительностью, т.к. утечка в 10 мл за 1 секунду соответствует всего 864 л в сутки.

Сопоставление кривых указанных термометров позволяет сделать следующие выводы:

1. Тепловая инерция термометра ТР7-341 многократно (в 15 раз) превышает тепловую инерцию термометра ВМСТ-1 (скачок температуры в момент перехода из воздуха в воду, зарегистрированный термометром ТР7-341, оказался «размазанным» по глубине скважины на 12,5 метра, тогда как ВМСТ-1 чётко зарегистрировал момент перехода практически горизонтальным участком кривой и его показания установились на базе 0,83 метра);

2. Высокочувствительный малоинерционный скважинный термометр ВМСТ-1 может эффективно применяться при обнаружении перетоков флюидов в заколонном пространстве скважин, обнаружении мест негерметичности обсадных колонн и малых утечек в их муфтовых соединениях.

3. Благодаря малой тепловой инерции термометра ВМСТ-1, скорость проведения геотермических исследований может кратно превышать скорость каротажа, проводимого серийными скважинными термометрами, что позволит снизить затраты на проведение ГИС, кратно уменьшить время простоя скважины и получить значительный экономический эффект от реализации углеводородного сырья, добытого в течение сэкономленного времени.

## Литература

1. Подсчёт запасов и технико-экономическое обоснование извлечения нефти Анастасиевско-Троицкого месторождения (отчёт). – Краснодар : ООО «НК «Роснефть» – НТЦ», 2014. – 237 с.
2. Булатов А.И. [и др.]. Экология при строительстве нефтяных и газовых скважин : учебное пособие для студентов вузов. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2011. – 603 с.
3. Булатов А.И., Савенок О.В. Практикум по дисциплине «Заканчивание нефтяных и газовых скважин» в 4 томах : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2013–2014. – Т. 1–4.



4. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин в 4 томах. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012–2015. – Т. 1–4.
5. Климов В.В. [и др.]. Интерпретация данных профилометрии обсадных колонн : методические указания к практическим занятиям по дисциплине «Основы геофизики» для студентов всех форм обучения и МИППС направления «Нефтегазовое дело». – Краснодар : Изд. КубГТУ, 2014. – 19 с.
6. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 274 с.
7. Климов В.В. Научно-методические основы диагностики технического состояния скважин на нефтегазовых месторождениях и подземных хранилищах газа. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2019. – 296 с.
8. Попов В.В. [и др.]. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2017. – 326 с.
9. Попов В.В. [и др.]. Геоинформатика нефтегазовых скважин. – Новочеркасск : Издательство «Лик», 2018. – 292 с.
10. Савенок О.В., Арутюнян А.С., Шальская С.В. Интерпретация результатов гидродинамических исследований : учебное пособие. – Краснодар : Изд. ФГБОУ ВО «КубГТУ», 2017. – 203 с.
11. Савенок О.В., Качмар Ю.Д., Яремийчук Р.С. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. – М. : Инфра-Инженерия, 2019. – 548 с.
12. Усов С.В., Климов В.В., Савенок О.В. Капитальный ремонт скважин. Восстановление герметичности обсадных колонн : методические указания к практическим занятиям по дисциплинам «Реконструкция и восстановление скважин» (профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти») и «Технология бурения нефтяных и газовых скважин» (профиль «Бурение нефтяных и газовых скважин») для студентов всех форм обучения направления «Нефтегазовое дело». – Краснодар : Изд. КубГТУ, 2013. – 63 с.
13. Климов В.В. [и др.]. Вопросы интерпретации данных профилометрии обсадных колонн // Сборник научных трудов «Гипотезы, поиск, прогнозы». – Краснодар : СКО ИА РФ, 2001. – Вып. 10. – С. 169–176.
14. Климов В.В., Савенок О.В., Кузьмин А.В. Новые технические средства, технологии и методология геолого-геофизического контроля технического состояния крепи газовых и газоконденсатных скважин, в том числе с аномально высокими пластовыми давлениями и температурами // Нефть. Газ. Новации. – 2013. – № 3/2013. – С. 33–37.
15. Климов В.В., Савенок О.В. Новые технологии ГИС // Нефть. Газ. Новации, 2014. – № 2/2014. – С. 44–49.
16. Климов В.В., Лешкович Н.М. Повышение информативности метода термометрии при проведении геофизических исследований на нефтегазовых месторождениях и ПХГ // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 г.) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 1: Прогноз, поиск и разведка месторождений нефти и газа. Нефтегазопромысловая геология. Разведочная и промысловая геофизика. – С. 81–87.
17. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Повышение достоверности геофизических методов в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах // Инженер-нефтяник. – 2017. – № 3. – С. 33–37.
18. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Аналитическое и экспериментальное определение зон наибольшего износа обсадных колонн при строительстве нефтегазовых скважин // Вестник ассоциации буровых подрядчиков. – 2017. – № 4. – С. 33–37
19. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Концепция геолого-геофизического контроля технического состояния обсадных колонн и зацементированного заколонного пространства в скважинах на нефтегазовых месторождениях и подземных хранилищах газа // Вестник ассоциации буровых подрядчиков. – 2019. – № 2. – С. 15–21.
20. Климов В.В. [и др.]. Новый способ обнаружения мест негерметичности в обсадных колоннах и межпластовых перетоков флюидов в заколонном пространстве скважин // Булатовские чтения: материалы III Международной научно-практической конференции (31 марта 2019 года) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2019. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 101–108.
21. Лешкович Н.М. Совершенствование техники и технологии определения негерметичных муфтовых соединений и сквозных повреждений обсадных колонн на нефтяных месторождениях с большим газовым фактором // Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (31 марта 2018 года) в 7 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2018. – Т. 2 в 2 ч.: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – Ч. 1. – С. 223–226.

22. Панцарников Д.С. [и др.]. Техника и технология геофизических методов исследования горизонтальных скважин на Фёдоровском нефтегазовом месторождении // Нефть. Газ. Новации. – 2016. – № 1/2016. – С. 42–45.
23. Петрушин Е.О., Арутюнян А.С., Лешкович Н.М. Диагностика газовой скважины по результатам гидродинамических исследований при установившейся фильтрации // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года) в 5 томах : сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2017. – Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. – С. 215–226.
24. Терещенко Ю.П. ГИС: Диагностика технического состояния обсадных колонн. Будни и перспективы // Сборник научных трудов «Гипотезы, поиск, прогнозы». – Краснодар : СКО ИА РФ, 2001. – Вып. № 10. – С. 161–168.
25. Шальская С.В. Геолого-геофизическая характеристика района Кущёвского ПХГ // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования. – 2019. – № 01. – URL : [vsn.esrae.ru/7-32](http://vsn.esrae.ru/7-32) Режим доступа: <http://vsn.esrae.ru/pdf/2019/01/32.PDF>
26. Шальская С.В. Техника и методика проведения ГИС-контроля на Кущёвском ПХГ // Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования. – 2019. – № 01. – URL : [vsn.esrae.ru/7-33](http://vsn.esrae.ru/7-33) Режим доступа: <http://vsn.esrae.ru/pdf/2019/01/33.PDF>
27. Шальская С.В., Лешкович Н.М. Оценка эффективности комплекса геофизических исследований скважин при решении нефтепромысловых задач на Кущёвской ПХГ // Научный журнал Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2019. – № 3. – С. 98–119.
28. Эрлих Г.М. Исследования состояния обсадных труб, извлечённых из скважины // Нефтепромысловое дело. – 1962. – № 4. – С. 46–48.

### References

1. Evaluation of reserves and feasibility study of oil recovery at Anastasievsko-Troitskoye field (report). – Krasnodar : LLC Oil Company Rosneft – STC, 2014. – 237 p.
2. Bulatov A.I. [et al]. Ecology in construction of oil and gas wells : a textbook for students of higher educational institutions. – Krasnodar : Prosveshchenie South LLC, 2011. – 603 p.
3. Bulatov A.I., Savenok O.V. Workshop on the discipline «Finishing oil and gas wells» in 4 volumes : a textbook. – Krasnodar : South Publishing House, 2013–2014. – Vol. 1–4.
4. Bulatov A.I., Savenok O.V. Oil and gas wells overhaul in 4 volumes. – Krasnodar : Publishing House – South, 2012–2015. – Vol. 1–4.
5. Klimov V.V. [et al]. Interpretation of casing profiling data : methodological guidelines for practical classes in the discipline «Fundamentals of geophysics» for students of all forms of education and MIPPS direction «Oil and gas business». – Krasnodar : Kuban State Technical University Publishing House, 2014. – 19 p.
6. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Fundamentals of geophysical research in construction and operation of wells at oil and gas fields. – Krasnodar : Publishing house – South, 2016. – 274 p.
7. Klimov V.V. Scientific and methodical bases of diagnostics of technical state of wells at the oil and gas fields and underground gas storages. – Krasnodar : Publishing House – South, 2019. – 296 p.
8. Popov V.V. [et al]. Geophysical research and work in wells : a textbook. – Novocherkassk : Lick, 2017. – 326 p.
9. Popov V.V. [et al]. Geoinformatics of oil and gas wells. – Novocherkassk : «Lik» Publishing House, 2018. – 292 p.
10. Savenok O.V., Harutyunyan A.S., Shalskaya S.V. Interpretation of hydrodynamic research results : a textbook. – Krasnodar : FGBOU VPO «KubGTU» Publishing House, 2017. – 203 p.
11. Savenok O.V., Kachmar Yu.D., Yaremiichuk R.S. Oil and gas engineering in squa-gin development. – M. : Infra-Engineering, 2019. – 548 p.
12. Usov S.V., Klimov V.V., Savenok O.V. Well workover. Restoration of casing tightness : methodological instructions for practical exercises on disciplines «Reconstruction and restoration of wells». (profile «Operation and maintenance of oil production facilities») and «Technology of oil and gas wells drilling». (profile «Drilling of oil and gas wells») for students of all forms of education in the field of «Oil and gas business». – Krasnodar : Kuban State Technical University Publishing House, 2013. – 63 p.
13. Klimov V.V. [et al]. Questions of interpretation of the casing profiling data // Collection of scientific papers «Hypotheses, Search, Projections». – Krasnodar : SKO IA RF, 2001. – Proceedings: SKO IA RF, 2001. 10. – P. 169–176.

14. Klimov V.V., Savenok O.V., Kuzmin A.V. New Technical Means, Technologies and Methodology of Geological and Geophysical Control of Technical State of Fastening of Gas and Gas-Condensate Wells, including those with Abnormally High Formation Pressures and Temperatures // Oil. Gas. Innovations. – 2013. – № 3/2013. – P. 33–37.
15. Klimov V.V., Savenok O.V. New technologies of GIS // Oil. Gas. Innovations, 2014. – № 2/2014. – P. 44–49.
16. Klimov V.V., Leshkovich N.M. Increasing the informativity of the thermometric method in the geophysical studies of oil and gas fields and UGS // Bulatovskie readings: Proceedings of the I International Scientific Conference (March 31, 2017) in 5 volumes : a collection of articles / under general editorship. of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 1: Forecast, prospecting and exploration of oil and gas fields. Oil and gas field geology. Exploration and field geophysics. – P. 81–87.
17. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Confidence increase of the geophysical methods in the inclined and horizontal wells // Petroleum engineer. – 2017. – № 3. – P. 33–37.
18. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Analytical and experimental determination of the zones of the greatest casing wear at construction of oil and gas wells // Bulletin of the Association of drilling contractors. – 2017. – № 4. – P. 33–37
19. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich, N.M. Concept of the geological and geophysical control of the technical state of the casing and the cemented borehole space in the wells at the oil and gas fields and underground gas storages // Vestnik as-sociation of the drilling contractors. – 2019. – № 2. – P. 15–21.
20. Klimov V.V. [et al]. A new way to detect leaks in casing columns and interlayer fluid flows in the borehole space // Bulatovskie readings: Proceedings of the III International Scientific Conference (March 31, 2019) in 5 volumes : a collection of articles / under general ed. ed. Dr., Prof. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2019. – Vol. 2: Development of oil and gas birth places. – P. 101–108.
21. Leshkovich N.M. Perfection of technique and technology for determination of leaky couplings and through damages of casing strings in oil fields with a large gas factor // Bulatovskie readings: Proceedings of the II International Scientific and Practical Conference (March 31, 2018) in 7 volumes : a collection of articles / under the general editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2018. – T. 2 in 2 pm: Development of oil and gas fields. – Part 1. – P. 223–226.
22. Panzarnikov D.S. [et al]. Technique and technology of the geophysical methods for investigation of the horizontal wells at Fedorovskoye oil and gas field // Oil. Gas. Innovations. – 2016. – № 1/2016. – P. 42–45.
23. Petrushin E.O., Harutyunyan A.S., Leshkovich N.M. Diagnostics of a gas well by results of hydrodynamic research at an established filtration // Bulatovskie readings: Proceedings of the First International Scientific-Practical Conference (March 31, 2017) in 5 volumes : a collection of articles / under general editorship of Dr. O.V. Savenok. – Krasnodar : Publishing House – South, 2017. – Vol. 2: Development of oil and gas fields. – P. 215–226.
24. Tereschenko Yu.P. GIS: Diagnostics of technical state of casing strings. Budni and Perspectives // Collection of scientific papers «Hypotheses, search, forecasts». – Krasnodar : SKO IA RF, 2001. – Issue № 10. – P. 161–168.
25. Shalskaya S.V. Geological and Geophysical Characteristics of the Kushchev UGS District // Bulletin of Student Science, Information Systems and Programming Department. – 2019. – № 01. – URL : vsn.esrae.ru/7-32 Access mode: <http://vsn.esrae.ru/pdf/2019/01/32.PDF>
26. Shalskaya S.V. Technique and technique of the GIS-control at the Kushchevskoye UGS // Student Science Bulletin of the Information Systems and Programming Department. – 2019. – № 01. – URL : vsn.esrae.ru/7-33 Access mode: <http://vsn.esrae.ru/pdf/2019/01/33.PDF>
27. Shalskaya S.V., Leshkovich N.M. Estimation of a well geophysical research complex efficiency at the oilfield problems solution at the Kushchevskaya UGSF // Science. Engineering. Technology (polytechnical bulletin). – Krasnodar : Publishing House – South, 2019. – № 3. – P. 98–119.
28. Erlikh, G.M. Investigation of the casing state extracted from a well // Oil-field business. – 1962. – № 4. – P. 46–48.