УДК 622

НОВЫЙ СПОСОБ ОБНАРУЖЕНИЯ МЕСТ НЕГЕРМЕТИЧНОСТИ В ОБСАДНЫХ КОЛОННАХ И МЕЖПЛАСТОВЫХ ПЕРЕТОКОВ ФЛЮИДОВ В ЗАКОЛОННОМ ПРОСТРАНСТВЕ СКВАЖИН

–––––––

A NEW WAY OF DETECTING LEAKS IN CASING COLUMNS AND INTERLAYERED FLUID FLOWS IN THE BOREHOLE'S CAVITY

Климов В.В.
Кубанский государственный технологический университет
vvklimov2010@gmail.com

Климов Е.В.
Кубанский государственный технологический университет

Лешкович Н.М.
Кубанский государственный технологический университет

Нетребко А.А.
Кубанский государственный технологический университет

Буркова А.А.
Кубанский государственный технологический университет

Аннотация. Рассматривается проблема обнаружения геофизическими методами негерметичных муфтовых соединений с малыми утечками, иных мест негерметичности в обсадных колоннах и межпластовых перетоков флюидов в заколонном пространстве нефтегазовых скважин. Показано, что при малых утечках (по газу) применение существующих технических средств не дает результата.
Особое внимание уделяется практическому применению методов спектральной шумометрии и высокочувствительной малоинерционной термометрии, реализуемых с помощью инновационных приборов механо-акустического каротажа СМАШ-42 и термометров нового поколения ВМСТ-1, обладающих малой тепловой инерцией, что позволяет повысить точность регистрации теплового поля за счет устранения эффекта «размазывания» температурных аномалий, обусловленного значительной тепловой инерцией известных скважинных термометров.

Ключевые слова: скважина, муфтовые соединения, геофизические исследования, механо-акустический каротаж, спектральная шумометрия, скважинный термометр, точность, тепловая инерция, новая технология, эффективность.

Klimov V.V.
Kuban State technology university
vvklimov2010@gmail.com

Klimov E.V.
Kuban State technology university

Leshkovich N.M.
Kuban State technology university

Netrebko A.A.
Kuban State technology university

Burkova A.A.
Kuban State technology university

Annotation. The problem of detection by geophysical methods of leak-tight couplings with small leaks, other leaks in casing and interlayered fluid flows in oil and gas wells is considered. It is shown that in case of small leaks (gas) the use of existing technical means does not yield results.
Special attention is paid to the practical application of methods of spectral noise measurement and highly sensitive low inertia thermometry, implemented with the help of innovative devices of mechanical-acoustic logging SMASH-42 and new generation VMST-1 thermometers with low thermal inertia, which allows to improve the accuracy of the registration of the thermal field by eliminating the effect of "smearing" temperature anomalies due to significant thermal inertia of known well thermometers.

Keywords: borehole, couplings, geophysical studies, mechanical-acoustic logging, spectral noise measurement, borehole thermometer, accuracy, thermal inertia, new technology, efficiency.

Месторождения Краснодарского края в большинстве своем находятся на поздней стадии эксплуатации. Нефтяные пласты на указанных месторождениях снижают свою производительность, наблюдается интенсивное обводнение добываемой продукции и оказывается целесообразным переход от добычи нефти к извлечению газа из газовой шапки. Однако, при переводе

нефтяных скважин на верхний интервал эксплуатации в газовом режиме, муфтовые соединения обсадных колонн, будучи герметичными по нефти, оказываются негерметичными по газу. Поэтому, все большую актуальность приобретают:

– проблема определения негерметичных муфтовых соединений с малыми утечками;
– проблема определения путей миграции газа и ликвидации межколонных давлений;
– проблема ликвидации межколонных и межпластовых перетоков жидкости и газа.

Попутно отметим, что в соответствии с руководящими документами РД 39-I-1190-84 и РД 153-39.0-072-01, действующими в нефтегазовой отрасли, негерметичные муфтовые соединения, сквозные «проржавления» и другие повреждения обсадных колонн обнаруживают с помощью скважинных термометров, шумомеров, расходомеров, локаторов муфт, трубных профилемеров, индукционных дефектоскопов, магнитоимпульсных дефектоскопов-толщиномеров, а также акустических телевизоров. Однако эффективность решения данных проблем с использованием приборного обеспечения отечественного и зарубежного производства невелика из-за малой чувствительности, технического несовершенства и множественных ограничений к применению в газовых скважинах и нефтяных скважинах с большим газовым фактором [1–8].

Проведенные нами исследования показали, что:

1. Целый ряд геофизических методов контроля (термометрии, акустического контроля цементирования – АКЦ, спектральной шумометрии и др.), традиционно применяемых в нефтяных скважинах, обладает существенными ограничениями к применению в газовых и газоконденсатных скважинах.

2. Приборное обеспечение для их реализации, разработанное как зарубежными (Vertilog, Western Atlas International, Schlumberger, Sondex, Conquest energy services INC и др.), так и отечественными (СевКавНИПИгаз, ЗАО «НПФ «ГИТАС», АО НПФ «Геофизика» г. Уфа, ЗАО НПП ГА «ЛУЧ» и др.) специалистами имеет дополнительные ограничения в скважинах с большими отклонениями стволов от вертикали (из-за эксцентриситета и других дестабилизирующих факторов) и не может обеспечитьгарантированные показатели точности.

3. Традиционные подходы и методики оценки качества цементирования скважин принципиально не позволяют определить качество разобщения пластов-коллекторов с различным флюидосодержанием, т.к. ограничиваются лишь оценкой состояния контактов цементного камня по границам «колонна-цемент» и «цемент-порода» и не предполагают наличие переточных каналов в самом цементном камне.

4. Существующие нормативные документы не регламентируют проведение геофизических исследований в наклонно-направленных и «горизонтальных» скважинах, а методическое и программно-математическое обеспечение ГИС, разработанное ранее для вертикальных скважин, не учитывает возможности и ограничения методов и приборного обеспечения.

Ниже рассмотрим основные ограничения к применению в указанных условиях методов шумометрии и термометрии.

Известно, что уровень шумов, возникающих за счет движения флюидов, зависит от многих факторов и, в первую очередь, от скорости их движения. Поэтому может сложиться парадоксальная ситуация, когда с помощью метода шумометрии могут быть выявлены перетоки флюидов малые по объему, но движущиеся с большой скоростью и не выявлены значительно большие объемы флюидов, движущиеся с малой скоростью.

Для повышения чувствительности и достоверности метода шумометрии разработан новый способ механо-акустического каротажа, включающий спуск в обсадную колонну скважинного прибора с измерительными рычагами-волноводами, контактирующими верхними концами с преобразователями акустических сигналов, а нижними – с обсадной колонной (патент России № 2102597, кл. Е 21В 47/14).

Указанным способом с большей достоверностью определяются утечки в муфтовых соединениях (по газу) и перетоки флюидов в заколонном пространстве скважин за счет контактного принципа съема информации с обсадной колонны, позволяющего минимизировать искажающее влияние внутриколонной среды на результаты измерения интенсивности и спектра скважинных шумов.

Другим прямым методом для обнаружения мест негерметичности в обсадных колоннах и межпластовых перетоков флюидов в заколонном пространстве скважин является метод термометрии. Однако с его помощью оказывается возможным выявление только значительных по объему утечек и перетоков флюидов, приводящих к заметным температурным аномалиям, причем в газовых скважинах положительные и отрицательные температурные аномалии возникают еще и от эффектов сужения и расширения каналов перетока, т.е. в общем случае тепловые эффекты неоднозначны.

Поэтому был разработан комбинированный термоакустический способ обнаружения мест негерметичности в обсадных колоннах, межколонных и межпластовых перетоков флюидов (патент России № 2405936, Е 21 В 47/14).

Для реализации термоакустического способа разработан агрегатированный комплекс, который включает:

– прибор механо-акустического каротажа СМАШ-42, не имеющий аналогов в России и за рубежом (патент России № 2102597, кл. Е 21В 47/14);

– высокочувствительный малоинерционный термометр ВМСТ-1(патенты России № 2193169, кл. G01K7/24 и № 2315268, кл. G01K7/24);

– активный локатор магнитных аномалий ЛПМ-42 (патент России № 2328731, G 01 N 27/82).

***Прибор механо-акустического каротажа* СМАШ-42**

Приборы СМАШ-42 *состоят из*:

– микрокаверномера (для измерения среднего внутреннего диаметра обсадных труб и определения их проходного сечения);

– спектрального шумомера (для обнаружения малых утечек в муфтовых соединениях и по телу труб, а также перетоков флюидов за зксплуатационными обсадными колоннами).

Микрокаверномер имеет резистивный датчик перемещений, включенный в частотно задающую цепь генератора импульсов. В зависимости от внутреннего диаметра труб, измерительные рычаги раскрываются на больший или меньший угол, что приводит к изменению положения ползунка датчика перемещений и частоты колебаний генератора импульсов.

Датчиками аппаратуры спектральной шумометрии СМАШ-42, преобразующими акустические сигналы шумов в электрическое напряжение, служат пьезоэлементы из керамики ЦТС-19, связанные с внутренней поверхностью обсадных труб с помощью специальных волноводов, в качестве которых используются измерительные рычаги микрокаверномера.

Такая концепция построения скважинных приборов СМАШ-42 позволяет:

– исключить эффект «размазывания» шумовой аномалии и локализовать зону исследования (подобно медицинскому стетоскопу);

– резко снизить негативное влияние параметров жидкости, заполняющей обсадную колонну (часто газированной);

– обеспечить высокую разрешающую способность аппаратуры и получить более высокую чувствительность по сравнению с аппаратурой аналогичного назначения отечественных и зарубежных производителей.

Высокочувствительный малоинерционный скважинный термометр ВМСТ-1

Серийные скважинные термометры мало пригодны для проведения «тонких» работ по обнаружению мест негерметичности в обсадных колоннах с малыми утечками (по газу) и выявлению перетоков флюидов в заколонном пространстве скважин из-за их большой тепловой инерции, недостаточной чувствительности и перегрева термочувствительных элементов выше температуры окружающей среды под действием электрического тока, протекающего в измерительной схеме.

Повысить достоверность регистрации теплового поля вдоль оси скважины за счет устранения «размазывания» температурных аномалий, обусловленного значительной тепловой инерцией известных скважинных термометров, оказалось возможным за счет кардинального изменения конструкции датчиков температуры и электронной схемы.

Сопоставительные испытания с серийными термометрами как в лабораторных, так и в реальных скважинных условиях, показали, что тепловая инерция серийного термометра ТР7-341 многократно превышает тепловую инерцию термометра ВМСТ-1.

На рисунке 1 приведены фрагменты термограмм, характеризующих реакцию термометров ТР7-341 и ВМСТ-1, где 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 четко зарегистрировал момент перехода практически горизонтальным участком кривой и его показания установились на базе 0,83 метра. Из приведенных данных можно сделать вывод, что тепловая инерция термометра ВМСТ-1 меньше тепловой инерции термометра ТР7-341 в 15 раз.

На рисунке 2 приведены фрагменты термограмм, зарегистрированных в добывающей газовой скважине, и свидетельствующих о том, что с помощью термометра ВМСТ-1 эффективно работающая часть пласта в интервале 1375–1385 метров выделяется более четко.

Разработанные новые технические решения позволили получить высокие технические характеристики скважинного термометра ВМСТ-1, что, в свою очередь, обеспечило его широкое применение при проведении ГИС по определению путей миграции газа в заколонном пространстве скважин и утечек в муфтовых соединениях обсадных колонн.

Геофизические приборы нового поколения
для диагностики технического состояния нефтегазовых скважин

На рисунке 3 (сверху вниз) показаны технические средства нового поколения [9] для диагностики технического состояния нефтегазовых скважин, а именно:

– индукционный скважинный дефектоскоп ИДК-105М (для выявления в обсадных колоннах порывов, трещин, сквозных проржавлений, отверстий кумулятивной и щелевой перфорации и т.д.);

– дифференциальный магнитный локатор ДЛМ-42 (для выделения интервалов перфорации на месторождениях с АВПД);

– высокочувствительный малоинерционный скважинный термометр ВМСТ-1 (для обнаружения перетоков флюидов в заколонном пространстве скважин);

– локатор магнитных аномалий ЛПМ-42 и ЛПМ-80 (для выявления зон распространения интенсивной коррозии и потери металла в обсадных колоннах);

– скважинный механо-акустический прибор СМАШ-42, (для определения проходного сечения и выявления перетоков флюидов за обсадными колоннами методом контактной спектральной шумометрии).

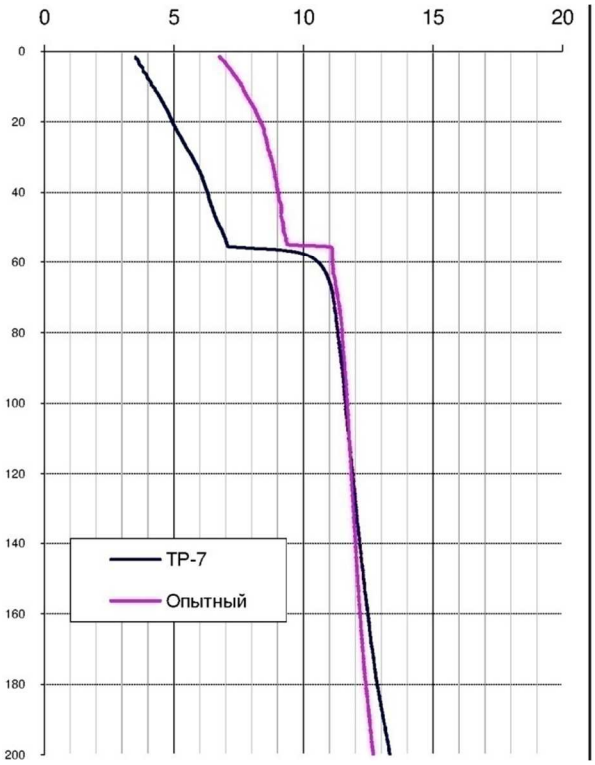

Рисунок 1 – Реакция термометров ТР7-341 и ВМСТ-1 на скачок температуры

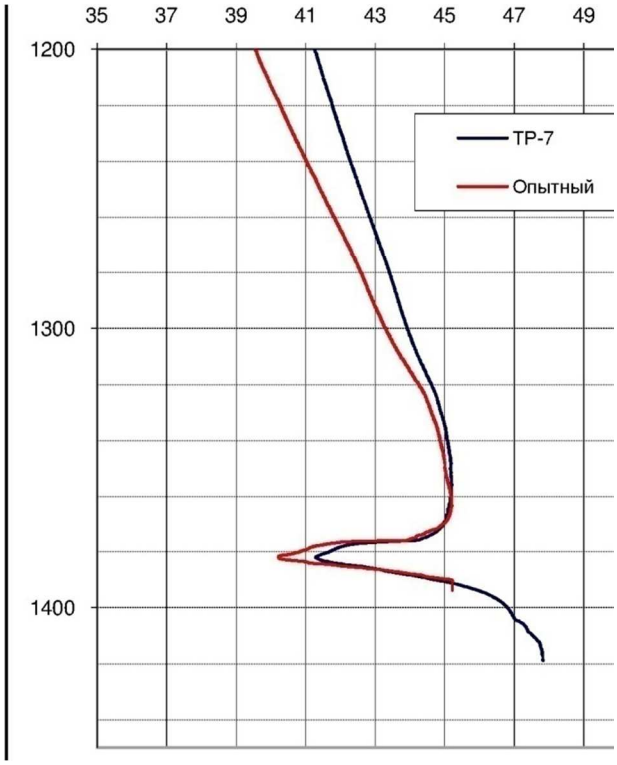

Рисунок 2 – Реакция термометров ТР7-341 и ВМСТ-1 в зоне залегания в момент перехода из воздуха в воду продуктивного пласта

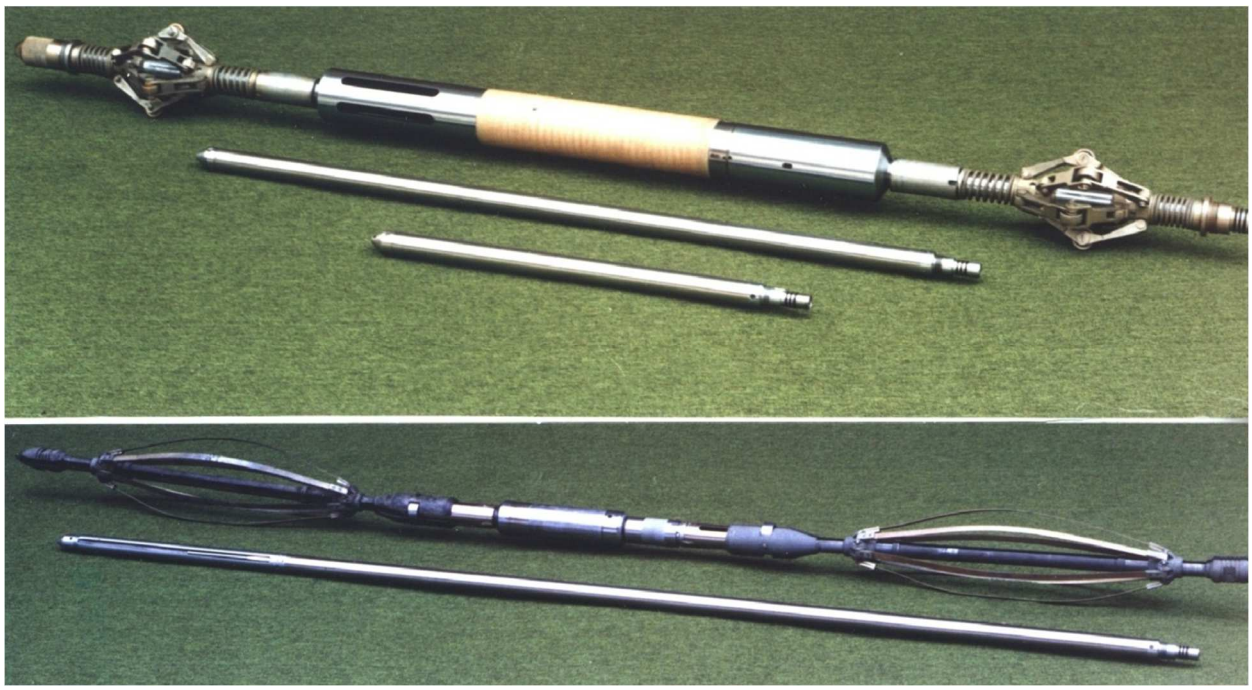

Рисунок 3 – Комплекс геофизических приборов для контроля технического состояния крепи скважин

Указанный комплекс приборов показал высокую эффективность (как в вертикальных, так и в наклонно-горизонтальных скважинах) при выполнении следующих работ:

– обнаружении негерметичных муфтовых соединений с малыми утечками;

– определении интервалов кумулятивной, пескоструйной и щелевой перфорации в сложных условиях (в скважинах с АВПД и высокими температурами) с точной «привязкой» их к продуктивным пластам;

– оценке качества цементирования и разобщения пластов-коллекторов;

– обнаружении зон перетоков флюидов в заколонном пространстве скважин;

– определении путей и области распространения герметизирующих составов при ремонтно-изоляционных работах (РИР) по устранению перетоков флюидов;

– определении источников обводнения добываемой углеводородной продукции.

Кроме отмеченного разработаны:

– программно-математическое обеспечение для корректного определения проходного сечения, овальности и других геометрических параметров обсадных колонн в наклонно-горизонтальных скважинах (при любом значении эксцентриситета скважинного прибора в исследуемых обсадных колоннах);

– новая технология обнаружения мест негерметичности в обсадных колоннах и межпластовых перетоков флюидовв заколонном пространстве скважин.

Данная технология включает:

– спуск в скважину высокочувствительного малоинерционного термометра ВМСТ-1, совмещенного с локатором магнитных аномалий ЛПМ-42 (или стандартным локатором муфт);

– регистрациютемпературы и температурных аномалий вдоль ее ствола с «привязкой» к муфтовым соединениям обсадных колонн по глубине;

– выделение интервалов глубин, в которых наблюдаются отклонения температурных аномалий от геотермы;

– регистрацию шумовых сигналов в интервалах расположения обнаруженных температурных аномалий при закрытых рычагах-волноводах прибора механо-акустического каротажа СМАШ-42;

– регистрацию шумовых сигналов в интервалах расположения обнаруженных температурных аномалий при раскрытых рычагах волноводах прибора СМАШ-42;

– сопоставление амплитудно-частотных характеристик шумовых сигналов при закрытых и раскрытых рычагах-волноводах.

При этом при закрытых рычагах-волноводах, преимущественно регистрируются шумы внутриколонного пространства скважины (фон), к которым при открытых рычагах-волноводах добавляются шумы, обусловленные движением флюидов в заколонном пространстве.

Исследования проводят при наличии и отсутствии давления в межколонном пространстве. По изменению амплитудно-частотных характеристик зарегистрированных шумовых сигналов в местах выявленных температурных аномалий при закрытых и раскрытых рычагах-волноводах судят о наличии или отсутствии перетоков флюидов, т.е. о качестве разобщения пластов-коллекторов в заколонном пространстве скважин.

В результате проведенных исследований установлено, что в газовых скважинах (и в нефтяных скважинах с большим газовым фактором) перетоки флюидов в их заколонном пространстве нередко происходит в «гейзерном» режиме, когда чередуются процессы накопления и прорыва газовой шапки. В данном случае следует увеличивать время регистрации газогидродинамических шумовых сигналов в каждой точке наблюдения.

На рисунке 4 приведены фрагменты каротажных диаграмм в одной из скважин Кущевского ПХГ, в которой в верхней части эксплуатационной колонны (в интервале 0–200 метров) было несколько негерметичных (по газу) муфтовых соединений.

Исследования проведены методами:

– широкополосного акустического каротажа (прибор АКШ-5);

– термометрии (прибор ВМСТ-1);

– спектральнойшумометрии (прибор СМАШ-42 с центральными частотами спектра 600, 1000, 2000 и более 5000 Гц).

Следует особо отметить, что с помощью прибора СМАШ-42 обнаружены 9 негерметичных муфт (во всех частотных полосах, причем наиболее информативным оказался высокочастотный участок спектра – более 5000 Гц).

Другие примеры применения комплекса приборов нового поколения приведены в [10–19].

Выводы

Разработанкомплекс геофизических приборов нового поколения и программно-математическое обеспечение ГИС для определения технического состояния обсадных колонн.

Разработаны новые технологии оценки качества цементирования и обнаружения межколонных и межпластовых перетоков флюидов в заколонном пространстве скважин.

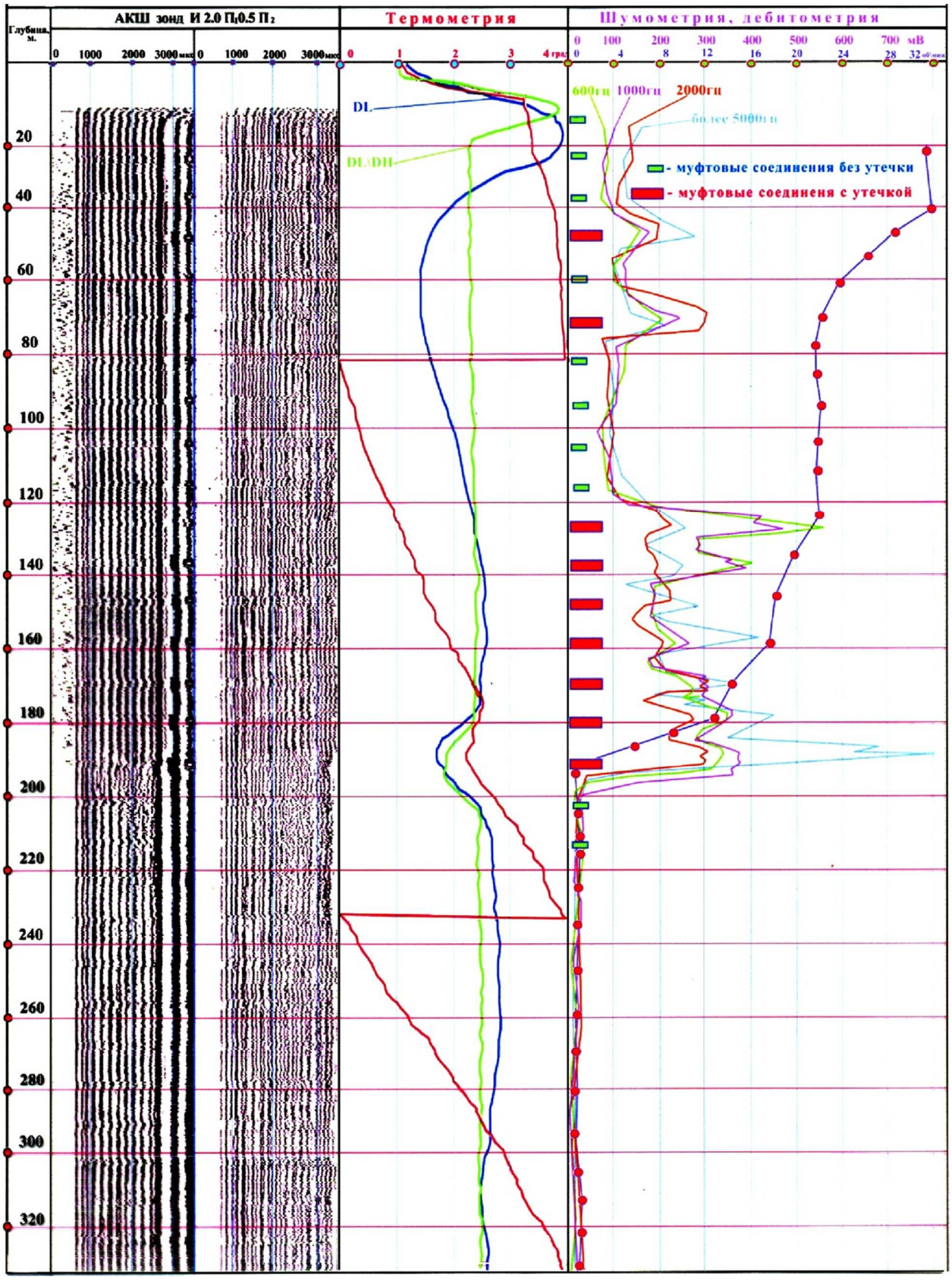

Рисунок 4 – Фрагменты диаграмм, зарегистрированных в верхней части эксплуатационной колонны с негерметичными муфтами (выделены красным цветом)

Указанный приборный комплекс и новые технологии ГИС нашли применение более чем в 100 скважинах на нефтегазовых месторождениях и ПХГ, показали высокую эффективность и могут быть рекомендованы к широкому применению как в вертикальных, так и в наклонно-горизонтальных скважинах.

Литература:

1. Климов В.В. Повышение достоверности результатов геотермических исследований в скважинах на нефтегазовых месторождениях и ПХГ / В.В. Климов, В.Г. Гераськин // Научно-технический сборник «Транспорт и подземное хранение газа». – ООО «ИРЦ Газпром», 2008. – № 2. – С. 19–23.

2. Климов В.В., Климов Е.В. Возможности и ограничения акустических методов контроля цементирования // НТВ Каротажник. – 2009. – № 4 (181). – С. 120–131.

3. Климов В.В. Возможности и ограничения метода спектральной шумометрии // НТВ Каротажник. – 2001. – № 80. – С. 54–59.

4. Колесниченко В.П., Кравцов И.Н., Климов В.В. Возможности и ограничения магнитоимпульсного метода контроля технического состояния обсадных колонн и насосно-компрессорных труб // НТВ Каротажник. – 2006. – Вып. № 5 (146). – С. 38–50.

5. Климов В.В., Енгибарян А.А. Возможности и ограничения применения метода электромагнитной трубной профилеметрии // НТВ Каротажник. – 2007. – № 7 (160). – С. 44–50.

6. Климов В.В., Климов Е.В. Диагностика технического состояния обсадных колонн: анализ возможностей и ограничений к применению метода электромеханической трубной профилеметрии // НТВ Каротажник. – 2009. – № 6 (183). – С. 65–70.

7. Климов В.В., Климов Е.В. Проблемы дефектоскопии обсадных колонна нефтегазовых месторождениях и подземных хранилищах газа // НТВ Каротажник. – 2009. – № 10 (187). – С. 83–93.

8. Колесниченко А.Т., Дулаев В.Х-М., Петерсон А.Я. Петерсон Э.И., Терещенко Ю.П. Повышение информативности электромагнитной дефектоскопии обсадных колонн в скважинах. – 1986. – Серия: Бурение. – № 7. – С. 20–23.

9. Климов В.В. Аппаратура контроля технического состояния скважин // Газовая промышленность. – 1997. – № 5.– С. 48.

10. Климов В.В. Диагностика технического состояния обсадных колонн нефтегазовых скважин // Каротажник. – 2008. – № 1 (166). – С. 10–37.

11. Климов В.В. Повышение достоверности результатов геофизических исследований при контроле технического состояния крепи наклонно-направленных и горизонтальных скважин // Специализированный сборник «Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений». – 2008. – № 3. – С. 41–47.

12. Климов В.В. Проблемы дефектоскопии обсадных колонна нефтегазовых месторождениях и подземных хранилищах газа / В.В. Климов, Е.В. Климов // НТВ Каротажник. – 2009. – № 10 (187). – С. 83–93.

13. Климов В.В. Повышение эффективности работы нефтегазовых скважин : Новые технологии ГИС // Нефть. Газ. Новации. – Самара, 2014. – № 7. – С. 48–51.

14. Климов В.В. Диагностика обсадных колонн электромагнитными методами. Проблемы и решения. // OIL&GAS JOURNAL (RUSSIA). – 2015. – № 5 (93). – С. 54–58.

15. Климов В.В. Контроль технического состояния крепи скважин в условиях аномально-высоких пластовых давлений и температур // OIL&GASJOURNAL (RUSSIA). – 2014. – № 10 (87). – С. 72–76.

16. Климов В.В. Научно-методические основы, аппаратура и технологии геофизического контроля технического состояния скважин на примере газовых месторождений и подземных хранилищ газа. – М. : ООО «ИРЦ Газпром», 2008. – 300 с.

17. Климов В.В. Концепция и задачи контроля технического состояния крепи скважин на месторождениях и ПХГ : Специализированный сборник: Геология, бурение, разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – 2007. – № 2. – С. 60–65.

References:

1. Klimov V.V. Increase of the reliability of the geothermal research results in the wells at the oil and gas fields and UGS facilities / V.V. Klimov, V.G. Geraskin // Scientific and technical collection «Transport and underground gas storage». – OOO IRC Gazprom, 2008. – № 2. – P. 19–23.

2. Klimov V.V., Klimov E.V. Opportunities and limitations of the acoustic methods of the cementing control // NTV Karotazhnik. – 2009. – № 4 (181). – P. 120–131.

3. Klimov V.V. Possibilities and limitations of the spectral noise measurement method // NTV Karotazhnik. – 2001. – № 80. – P. 54–59.

4. Kolesnichenko V.P., Kravtsov I.N., Klimov V.V. Possibilities and limitations of the magnet-pulse method of the casing and tubing technical condition control // NTV Karotazhnik. – 2006. – Issue № 5 (146). – P. 38–50.

5. Klimov V.V., Engibaryan A.A. Possibilities and limitations of the electromagnetic tube profiling method application // NTV Karotazhnik. – 2007. – № 7 (160). – P. 44–50.

6. Klimov V.V., Klimov E.V. Diagnostics of the technical condition of the casing columns: analysis of the possibilities and limitations to the application of the electromechanical tube profiler method // NTV Karotazhnik. – 2009. – № 6 (183). – P. 65–70.

7. Klimov V.V., Klimov E.V. Problems of the casing string defectoscopy in the oil and gas fields and underground gas storages // NTV Karotazhnik. – 2009. – № 10 (187). – P. 83–93.

8. Kolesnichenko A.T., Dulaev V.H-M., Peterson A.Ya., Peterson E.I., Tereshchenko Yu.P. Increasing the information-mativity of the electromagnetic casing string flaw detection in the wells. – 1986. – Series: Drilling. – № 7. – P. 20–23.

9. Klimov V.V. Well technical condition control equipment // Gas industry. – 1997. – № 5. – P. 48.

10. Klimov V.V. Diagnostics of the technical condition of the casing strings of the oil and gas wells // Karotazhnik. – 2008. – № 1 (166). – P. 10–37.

11. Klimov V.V. Increase of the reliability of the results of the geophysical researches at the control of the technical condition of the support of the directional and horizontal wells // Specialized collection «Geology, drilling, development and operation of the gas and gas condensate fields». – 2008. – № 3. – P. 41–47.

12. Klimov V.V. Problems of the casing casing flaw detection in the oil and gas fields and underground gas storages / V.V. Klimov, E.V. Klimov // NTV Karotazhnik. – 2009. – № 10 (187). – P. 83–93.

13. Klimov V.V. Improving the efficiency of the oil and gas wells : New GIS technologies // Oil. Gas. Innovations. – Samara, 2014. – № 7. – P. 48–51.

14. Klimov V.V. Diagnostics of casing columns by electromagnetic methods. Problems and solutions // OIL&GAS JOURNAL (RUSSIA). – 2015. – № 5 (93). – P. 54–58.

15. Klimov V.V. Control of technical condition of well support under conditions of abnormally high formation pressures and temperatures // OIL&GAS JOURNAL (RUSSIA). – 2014. – № 10 (87). – C. 72–76.

16. Klimov V.V. Scientific-methodical bases, equipment and technologies of geophysical control of technical condition of wells on the example of gas fields and underground gas storages. – M. : OOO IRC Gazprom, 2008. – 300 c.

17. Klimov V.V. Concept and tasks of monitoring the technical condition of well supports at the fields and UGS facilities : Specialized collection: Geology, drilling, development and operation of gas and gas condensate fields. – 2007. – № 2. – P. 60–65.