

УДК 622.24 (076.8)

**НОВЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА, ТЕХНОЛОГИИ
И МЕТОДОЛОГИЯ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ
ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ КРЕПИ НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН**

**THE NEW TECHNICAL MEANS, TECHNOLOGIES
AND METHODOLOGY OF GEOLOGIC-GEOPHYSICAL CONTROL
OF TECHNICAL CONDITION OF A TIMBERING OF OIL AND GAS WELLS**

Климов Вячеслав Васильевич

кандидат технических наук,
профессор кафедры нефтегазового дела
имени профессора Г.Т. Вартумяна,
Кубанский государственный
технологический университет
vvklimov2010@gmail.com

Аннотация. В статье приводятся новые технические средства, технологии и методология геолого-геофизического контроля технического состояния крепи нефтегазовых скважин. Проведён анализ эффективности технических средств технологий ГИС при контроле технического состояния крепи нефтегазовых скважин. Показан выбор направлений совершенствования технических средств и технологий для обнаружения перетоков флюидов в заколонном пространстве скважин и диагностики обсадных колонн. Намечены пути совершенствования и разработки новых технологий ГИС по контролю технического состояния крепи скважин при их строительстве и эксплуатации.

Ключевые слова: геолого-геофизический контроль; техническое состояние крепи нефтегазовых скважин; технические средства технологий ГИС; подготовка скважин к проведению ГИС; обнаружение перетоков флюидов в заколонном пространстве скважин; диагностика обсадных колонн; технология дефектоскопии обсадных колонн.

Klimov Vyacheslav Vasilyevich

Candidate of technical sciences,
Professor of oil and gas
engineering department
named after professor G.T. Vartumyan,
Kuban state technological university

Annotation. New technical means, technologies and methodology of geologic-geophysical control of technical condition of a timbering of oil and gas wells are given in article. The analysis of efficiency of technical means of geophysical surveys of wells technologies at control of technical condition of a timbering of oil and gas wells is carried out. The choice of the directions of improvement of technical means and technologies for detection of overflows of fluids in behind-the-casing space of wells and diagnostics of upsetting columns is shown. Ways of improvement and development of the geophysical surveys of wells new technologies for control of technical condition of a timbering of wells at their construction and operation are planned.

Keywords: geological and geophysical control; technical condition of a timbering of oil and gas wells; technical means of geophysical surveys of wells technologies; preparation of wells for carrying out of geophysical surveys of wells; detection of overflows of fluids in behind-the-casing space of wells; diagnostics of upsetting columns; technology of defectoscopy of upsetting columns.

Фонд наклонно-горизонтальных скважин в нефтегазовой отрасли значителен и имеет тенденцию к увеличению. Геофизические исследования в таких скважинах не могут быть проведены с гарантированными показателями точности получаемых результатов, если опираться только на методическое, приборное и программно-математическое обеспечение ГИС, разработанное ранее для вертикальных скважин.

Проведённый анализ показал, что:

- разработанные ранее нормативные документы по контролю технического состояния крепи скважин не учитывают возможности и ограничения методов и средств контроля на газовых, газоконденсатных месторождениях и не регламентируют проведение геофизических исследований в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах;
- методы и геофизические приборы для контроля технического состояния обсадных колонн и цементного камня в скважинах с большими отклонениями стволов от вертикали имеют существенные ограничения, недостаточно точны и информативны, а получаемая с их помощью информация недостоверна из-за искажающего влияния различных дестабилизирующих факторов, действующих при проведении исследований.

Для решения триединой задачи:

- 1) контроля технического состояния эксплуатационных обсадных колонн;
- 2) определения состояния цементного камня;
- 3) оценки качества разобщения пластов-коллекторов и обнаружения зон перетоков флюидов в заколонном пространстве скважин оказалось необходимым:
 1. Сформулировать задачи и разработать научно обоснованную «Концепцию контроля технического состояния скважин на различных этапах их строительства и эксплуатации на газовых, газоконденсатных месторождениях и ПХГ».
 2. Определить необходимые дополнительные диагностические параметры и критерии оценки технического состояния эксплуатационных обсадных колонн.
 3. Выявить принципиальные недостатки и ограничения к применению существующих геофизических методов и реализующих их технических средств для определения дефектов крепи в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах на месторождениях с аномально высокими пластовыми давлениями и температурами.
 4. Установить область применения технических средств, имеющихся на вооружении геофизической отрасли, и существующих технологий контроля технического состояния крепи скважин.
 5. Провести анализ влияния дестабилизирующих факторов на достоверность получаемых геофизических данных и результаты их интерпретации.
 6. Разработать комплекс технических средств нового поколения для реализации методов:
 - термометрии (патенты России № 2193169, № 2315268 и № 2315323) [1–3];
 - магнитных методов контроля обсадных колонн (патент России № 2328731) [4];
 - модифицированных акустических методов оценки качества цементирования скважин (патенты России № 2102597 и № 2405936) [5, 6];
 - электромагнитной трубной профилеметрии (патент России № 2410538) [7];
 - электромагнитной дефектоскопии обсадных колонн, свободных от влияния аномальной намагниченности обсадных труб;
 - эксцентриситета скважинных приборов в обследуемых колоннах и других дестабилизирующих факторов, действующих в скважинных условиях при проведении диагностических операций.
 7. Разработать принципиально новый комплексный скважинный прибор для определения проходного сечения обсадных колонн, мест негерметичности в их муфтовых соединениях и выявления перетоков флюидов в заколонном пространстве скважин (патент на изобретение № 2102597) [5].
 8. Разработать новые технологии:
 - дефектоскопии обсадных колонн электромагнитными методами, включая технологию размагничивания обсадных труб;
 - обнаружения интервалов щелевой перфорации в обсадных колоннах;
 - определения мест негерметичности промежуточных и эксплуатационных обсадных колонн в наклонно-горизонтальных скважинах (патент России № 2134779) [8];
 - определения мест негерметичности в муфтовых соединениях труб обсадных колонн;
 - определения путей распространения ремонтных тампонажных составов для ликвидации перетоков флюидов за эксплуатационными обсадными колоннами (патент России № 2199007) [9];
 - определения источников обводнения добываемой углеводородной продукции и выявления интервалов негерметичности заколонного пространства скважин (патент России № 2405934) [10];
 - комплексной оценки качества цементирования скважин и разобщения пластов-коллекторов (патент № 2405936) [6].
 9. Разработать обязательные и дополнительные комплексы ГИС для контроля технического состояния крепи скважин при их строительстве и эксплуатации на месторождениях и ПХГ.
 10. Разработать методические основы контроля, включающие:
 - «Рабочие таблицы по контролю технического состояния крепи скважин»;
 - «Методические указания по контролю технического состояния крепи скважин»;

- «Методику интерпретации данных профилометрии обсадных колонн в наклонно-направленных и горизонтальных участках стволов скважин»;
- «Регламент проведения геофизических исследований скважин при разработке газовых, газоконденсатных месторождений и эксплуатации подземных хранилищ газа»:

Часть 1. Порядок и условия проведения промыслово-геофизических и гидродинамических исследований на месторождениях и ПХГ;

Часть 2. Геофизические исследования для изучения технического состояния обсадных колонн цементного камня по контролю технического состояния крепи наклонно-горизонтальных скважин», согласованный в Управлении Северо-Кавказского округа Госгортехнадзора Российской Федерации;

11. Разработать программно-математическое обеспечение для корректного определения геометрических параметров обсадных труб как в вертикальных, так и в наклонно-горизонтальных скважинах.

12. Разработать (на основе проведённых исследований, анализа и обобщения опыта практического применения технических средств нового поколения и новых технологий) общую методологию геолого-геофизического контроля технического состояния крепи вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных скважин, регламентирующую порядок, условия и объёмы проведения ГИС на газовых и газоконденсатных (нефтяных) месторождениях (включая месторождения с аномально высокими пластовыми давлениями и температурами).

Вышеперечисленные разработки прошли всестороннюю апробацию и нашли широкое применение на месторождениях с АВПД и высокими температурами и могут быть рекомендованы к широкому применению.

Анализ эффективности технических средств технологий ГИС при контроле технического состояния крепи нефтегазовых скважин

Анализ физических основ, возможностей и ограничений геофизических методов и способов повышения достоверности результатов ГИС показал, что ГИС в наклонно-горизонтальных скважинах не могут быть выполнены с гарантированными показателями точности и достоверности, если опираться только на приборное, методическое и метрологическое обеспечение, разработанное ранее для вертикальных скважин, и на достигнутый технологический уровень их производства и интерпретации.

При контроле технического состояния крепи скважин на месторождениях с АВПД и высокими температурами геофизические методы, а также и технические средства для их реализации, имеют дополнительные ограничения к применению.

Покажем это на следующем практическом примере. Так, в одной из скважин Прибрежного месторождения глубиной 3500 м на момент проведения ГИС пластовое давление составляло 75 МПа, а давление в межколонном пространстве – около 5,0 МПа. При этом плотность промывочной жидкости, заполняющей эксплуатационную обсадную колонну, превышала 2,2 г/см³.

В обсадной колонне в указанных условиях давление промывочной жидкости линейно изменялось от атмосферного (на устье скважины) до 80 МПа (на её забое), а перепад давления между забоем и устьем в заколонном пространстве скважины составил 70 МПа, причём характер его распределения в функции глубины скважины неизвестен и не может приниматься в расчёт, т.к. он зависит от многих факторов (наличия зазоров между обсадной колонной и цементным камнем, каналов в цементе, а также зазоров между цементным камнем и горными породами) (табл. 1).

Из таблицы 1 следует, что воздействию внутреннего давления в диапазоне от 5 до 30 МПа происходит увеличение наружного радиуса труб обсадной колонны диаметром 146 мм в диапазоне от 12 до 145 мкм, а при воздействии наружного давления – уменьшение наружного радиуса труб с образованием кольцевого зазора в диапазоне от 44 до 189 мкм [11].

Из-за изменений наружного диаметра обсадных труб при изменении давления в колонне неминуемо произойдёт изменение величины зазора между их наружной поверхностью и цементным камнем, что приведёт к некорректным результатам и не позволит сделать однозначный вывод о герметичности или негерметичности заколонного пространства.

Таблица 1 – Увеличение и уменьшение наружного радиуса обсадных труб диаметром 146-мм при действии избыточного внутреннего давления

Увеличение наружного радиуса обсадных труб диаметром 146-мм при действии избыточного внутреннего давления (толщина стенки труб $\delta = 8$ мм)	
Избыточное внутреннее давление, МПа	Увеличение наружного радиуса обсадной колонны, мкм
5	12
10	36
15	65
20	920
25	118
30	145
Уменьшение наружного радиуса обсадных труб диаметром 146-мм при действии избыточного внешнего давления (толщина стенки труб $\delta = 8$ мм)	
Избыточное внешнее давление, МПа	Уменьшение наружного радиуса обсадной колонны, мкм
5	44
10	73
15	102
20	131
25	160
30	189

Таким образом, можно предположить непредсказуемые перепады давления, действующие на стенки обсадных труб на различных глубинах скважины, а также непредсказуемые изменения их наружного диаметра и зазоров по границам «колонна – цемент». Поэтому результаты корректно выполненных геофизических исследований по контролю качества цементирования, проведённые по традиционной технологии, оказываются изначально некорректными по причине несоответствия условий производства ГИС реальным условиям работы газовых скважин.

Для повышения достоверности результатов ГИС оказывается необходимым комплексный подход, включающий:

- качественную подготовку скважин к их проведению (с учётом возможностей и ограничений к применению геофизических методов контроля);
- совершенствование и разработку новых технологий проведения ГИС;
- систематический контроль технологий проведения геофизических исследований.

Ниже рассмотрим основные направления повышения достоверности результатов геофизических исследований в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах при контроле их технического состояния на месторождениях с АВПД и высокими температурами за счёт:

- качественной подготовки скважин к их проведению (с учётом возможностей и ограничений к применению геофизических методов контроля);
- совершенствования геофизических приборов и методик интерпретации результатов ГИС;
- совершенствования и разработки новых технологий проведения ГИС.

Часть 1. Подготовка скважин к проведению ГИС

«Правила геофизических исследований и работ в нефтяных и газовых скважинах», утверждённые совместным приказом Министерства топлива и энергетики и Министерства природных ресурсов России № 445/323 от 28 декабря 1999 года, в части подготовки стволов скважин к проведению ГИС предусматривают лишь шаблонирование обсадных колонн.

Однако при обнаружении перетоков газа по заколонному пространству скважин методом термометрии точность измерений температуры будет неминуемо снижена из-за:

- тепловой инерции термометров, которая изменяется в зависимости от теплопроводности флюидов, заполняющих скважину;
- недостаточного времени выдержки скважины в покое для получения установившегося температурного режима;
- превышения скорости каротажа.

Как показано в [12], тепловая инерция термометров в нефти увеличивается в 2, а в газе – в 25 раз по отношению к их тепловой инерции в воде. Кроме того, технология проведения геотермических исследований должна предусматривать выбор оптимальной скорости движения термометров v в зависимости от их тепловой инерции τ , а для обеспечения возможности сопоставления результатов исследований, выполненных разными термометрами, – произведение τ на v должно сохраняться постоянным [13].

Кроме того, необходимое время выдержки скважины в покое для получения установившегося температурного режима в скважинах зависит от разности первоначальных температур промывочной жидкости и окружающих пород, а также диаметра скважины.

Таким образом, одним из направлений повышения достоверности геотермических исследований является учёт указанных факторов на этапах планирования и проведения ГИС.

Часть 2. Выбор направлений совершенствования технических средств и технологий для обнаружения перетоков флюидов в заколонном пространстве скважин и диагностики обсадных колонн

Проведённый анализ физических основ, возможностей и ограничений геофизических методов контроля технического состояния крепи скважин показал, что:

- в газовых скважинах существуют объективные ограничения к их применению, в том числе и из-за несовершенства технических средств для их реализации;
- достоверность результатов исследований напрямую зависит от технического, технологического и программно-математического обеспечения ГИС.

Ниже рассмотрим основные способы повышения достоверности методов ГИС путём совершенствования приборного и программно-математического обеспечения для корректной обработки и интерпретации получаемой информации.

2.1 Совершенствование приборного обеспечения для реализации метода термометрии

При малых объёмах перетоков газа за обсадными колоннами образующиеся тепловые аномалии незначительны и находятся в пределах основной погрешности скважинных термометров, находящихся на вооружении геофизических предприятий. Поэтому их применение может быть эффективным только в тех случаях, когда регистрируемые тепловые эффекты превышают величины их погрешностей.

Серийные скважинные термометры обладают и значительной тепловой инерцией, что приводит к «размазыванию» или пропуску температурных аномалий, обусловленных миграцией газа за эксплуатационными колоннами.

Следовательно, для выполнения детальных исследований по выявлению перетоков флюидов в заколонном пространстве газовых скважин и других «тонких» работ оказывается необходимой разработка скважинных термометров, обладающих высокой точностью, высокой разрешающей способностью и минимальными значениями тепловой инерции.

Нами предложены решения, позволяющие повысить технические характеристики скважинных термометров, суть которых заключается в разделении функций получения информации и преобразования её в форму, удобную для передачи по каналу связи – каротажному кабелю. Такой принцип построения измерительной схемы при прочих равных условиях позволяет:

- уменьшить ток, протекающий через измерительную схему, что даёт возможность устранить перегрев термочувствительных элементов относительно температуры окружающей среды в скважине и, следовательно, повысить точность измерений;
- изменять границы диапазона измерений и осуществлять измерение собственно приращений температуры;

- применить низкоомные высокоточные термочувствительные элементы, серийно выпускаемые отечественной промышленностью, обладающие малой массой и, следовательно, малой тепловой инерцией (например, термометрические элементы типа ЭТВ-1, ЭТВ-2, ЭТВ-3, ЭТВ-М4, ЭТВ-М5, ЭТВ-М6, внесённые в Государственный реестр средств измерений и др.);

- повысить достоверность регистрации распределения теплового поля вдоль оси скважины при проведении геотермических исследований за счёт устранения эффекта «размазывания» температурных аномалий, обусловленного значительной тепловой инерцией известных скважинных термометров.

Суть предложенных технических решений отражена в патентах России № 2193169 [1] и № 2315268 [2], согласно которым был изготовлен опытный образец скважинного высокочувствительного малоинерционного термометра ВМСТ-1 и проведены его сопоставительные испытания с серийным термометром типа ТР7-341 как в лабораторных, так и в реальных скважинных условиях.

На рисунке 1 показано изменение температуры, зарегистрированное указанными термометрами в зоне залегания продуктивного пласта, а на рисунке 2 приведён фрагмент термограммы, характеризующий реакцию термометров ТР7-341 и ВМСТ-1 на скачок температуры в момент перехода из воздуха в воду. Сопоставление кривых указанных термометров позволяет сделать вывод о том, что:

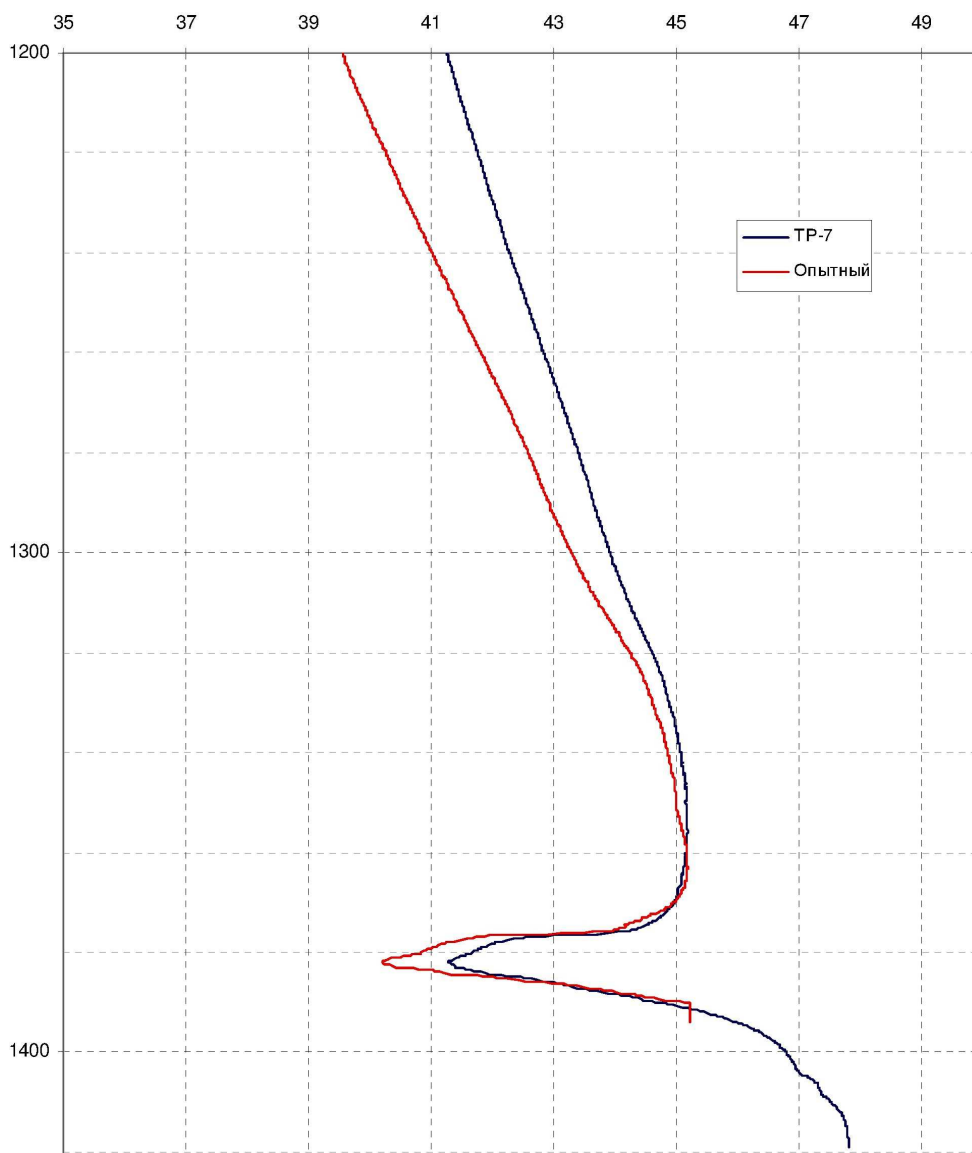


Рисунок 1 – Изменения температуры в интервале перфорации обсадной колонны, зарегистрированные серийным термометром ТР7-341 и опытным образцом термометра ВМСТ-1



Рисунок 2 – Реакция термометров TP7-341 и ВМСТ-1 на скачок температуры в момент перехода из воздуха в воду

- дифференциация измеряемого параметра с помощью разработанного термометра ВМСТ-1 существенно выше;
- тепловая инерция термометра TP7-341 многократно превышает тепловую инерцию термометра ВМСТ-1 (скачок температуры в момент перехода оказывается «размазанным» по глубине скважины на 12,5 м), тогда как ВМСТ-1 чётко зарегистрировал момент перехода практически горизонтальным участком кривой (показания термометра ВМСТ-1 установились на базе 0,83 м). Из приведённых данных следует, что тепловая инерция термометра ВМСТ-1 меньше тепловой инерции термометра TP7-341 в 15 раз.

Таким образом, разработанные технические решения согласно предложенной концепции построения измерительной схемы позволили получить высокие технические характеристики скважинного термометра ВМСТ-1, что, в свою очередь, обеспечило возможность его применения при проведении ГИС по определению путей миграции газа в заколонном пространстве скважин.

2.2 Совершенствование приборного обеспечения для реализации метода электромагнитной дефектоскопии обсадных колонн

Как показывает практика строительства и эксплуатации скважин, повреждения обсадных колонн могут возникать из-за скрытых дефектов обсадных труб (расслоений,

несквозных продольных трещин и др.), образующихся в процессе их изготовления и провоцирующих образование сквозных повреждений.

В наклонно-направленных и горизонтальных скважинах всё большую актуальность приобретают вопросы контроля технического состояния обсадных колонн, испытывающих повышенные прижимающие и изгибающие нагрузки, которые часто приводят к образованию сосредоточенного желобного износа, порезов, трещин и других повреждений труб в местах концентрации механических напряжений. Существует проблема обнаружения:

- несквозных (зарождающихся) трещин в местах дефектов металлургического производства труб;
- опасных (по критерию резкого снижения прочностных характеристик труб) сквозных повреждений труб протяжённостью 40–50 мм (см. таблицу 2, а также рисунки 3 и 4).

Таблица 2 – Критические значения допускаемых внутренних давлений для обсадных труб с дефектами различной протяжённости

Группа прочности труб	Диаметр труб, мм	Толщина стенки, мм	Внутреннее давление, кг/см ²			
			200	300	400	500
«Д»	146	7	L = 70	L = 55	–	–
		9	L = 90	L = 75	L = 65	–
		11	L = 115	L = 90	L = 75	L = 70
«К»	146	7	L = 65	L = 50	L = 40	–
		9	L = 85	L = 65	L = 55	L = 45
		11	L = 105	L = 85	L = 70	L = 60
«Д»	168	7	L = 70	L = 50	–	–
		9	L = 90	L = 70	L = 60	–
		11	L = 105	L = 85	L = 70	L = 60
«К»	168	7	L = 65	L = 50	L = 40	–
		9	L = 80	L = 65	L = 50	L = 45
		11	L = 100	L = 75	L = 65	L = 55

Примечание: символом L обозначена протяжённость дефектов.

Из разработок последних десятилетий можно отметить программно-управляемый аппаратно-методический комплекс АМК-2000, требующий совершенствования (в части расширения функциональных возможностей) и цифровые магнитоимпульсные дефектоскопы-толщиномеры типа ЭМДС и МИД-К («МИД Газпром»). Последний получил широкое распространение в практике проведения геофизических исследований по контролю технического состояния обсадных колонн и НКТ на подземных хранилищах газа. Поэтому проф. Климовым В.В. проведён анализ возможностей и ограничений к применению магнитоимпульсных дефектоскопов МИД-К («МИД Газпром»), в котором детально рассмотрено влияние дестабилизирующих факторов на результаты контроля, что является необходимым условием получения на практике корректных данных о характеристиках дефектных участков труб.

Аргументировано доказана необходимость совершенствования указанных дефектоскопов, поскольку их датчики реагируют на интегральные параметры и дезинформируют производителей.

Например, желобной износ обсадных труб по дуге окружности менее 45°, производимый элементами буровой колонны, оказывается «размазан» по всему их периметру, что не позволяет определять остаточную толщину и остаточную прочность труб для переаттестации скважин старого фонда и продления их сроков эксплуатации сверх нормативных.

Установлено (см. табл. 3), что применение магнитоимпульсных дефектоскопов МИД-К («МИД Газпром») оправдано лишь при обнаружении крупных повреждений обсадных труб и к тому же в скважинах с небольшими отклонениями стволов от вертика-

ли. Порезы резцами долот и другие несквозные повреждения обсадных колонн с помощью дефектоскопов МИД-К не выявляются.

Таблица 3 – Основные технические характеристики магнитоимпульсных дефектоскопов-толщиномеров МИД-К

№№ n/n	Наименование параметров	Значение
1	Диаметр исследуемых колонн, мм	62–245
2	Наружный диаметр скважинного прибора, мм	42
3	Длина (с центраторами), мм	2500
4	Масса, кг	13,0
5	Протяжённость выявляемых сквозных дефектов: – продольной ориентации: 70–100 мм в НКТ диаметром 2,5 дюйма; 100–150 мм в одиночной обсадной колонне диаметром 5 дюймов; 200–300 мм в обсадной колонне диаметром 5 дюймов через НКТ; – поперечной ориентации: половина периметра трубы	
6	Избыточное наружное давление для скважинных приборов, МПа	40
7	Температура окружающей среды для скважинных приборов, °С	120

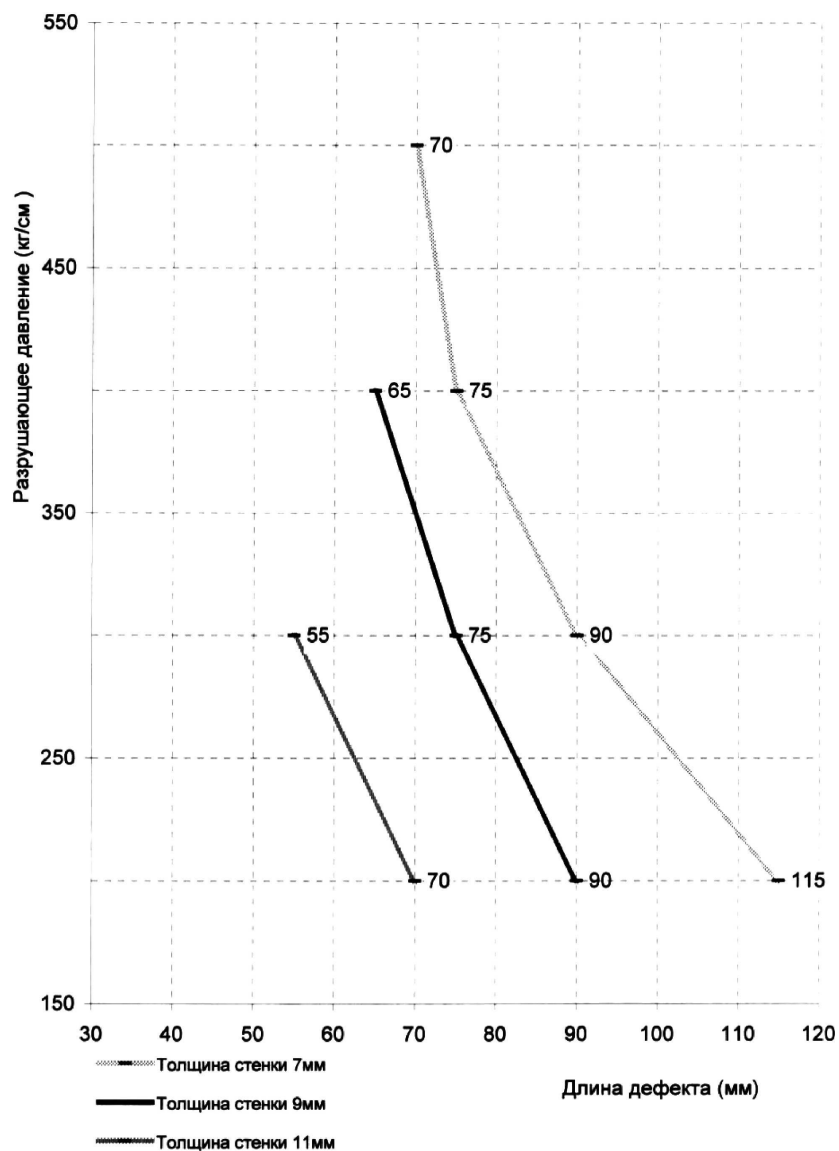


Рисунок 3 – Снижение прочностных свойств обсадных труб диаметром 146 мм группы прочности «Д» в зависимости от длины дефектов

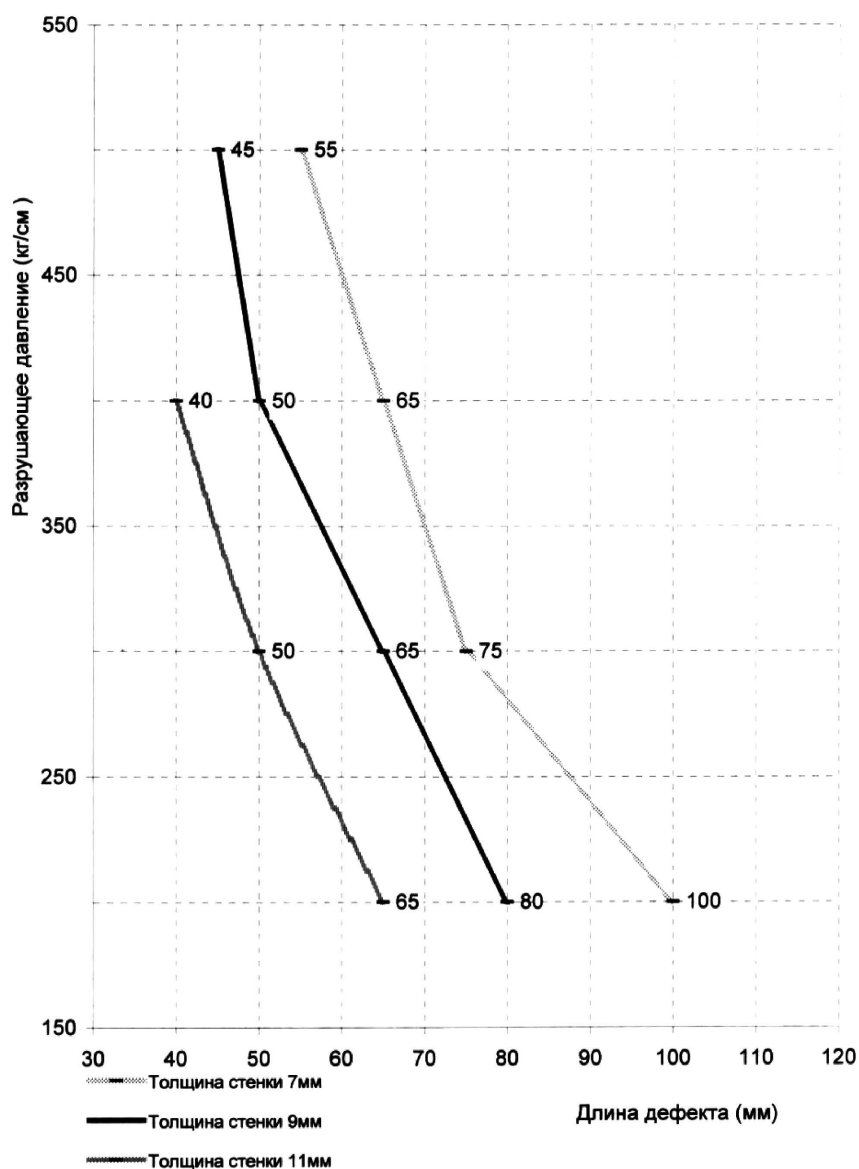


Рисунок 4 – Снижение прочностных свойств обсадных труб диаметром 168 мм группы прочности «К» в зависимости от длины дефектов

Проведённый анализ также показал, что в России и за рубежом нет серийных дефектоскопов, обладающих достаточной чувствительностью и позволяющих обнаружить дефекты металлургического производства труб, несвязные порезы резцами долот и зарождающие повреждения обсадных колонн (как в вертикальных, так и в наклонно-горизонтальных скважинах), что необходимо, например, для:

- осуществления превентивных мероприятий, направленных на обеспечение эксплуатационной надёжности и экологической безопасности скважин на нефтегазовых месторождениях и ПХГ;
- планирования и проведения ремонтных работ;
- выдачи обоснованного заключения о возможности продления сроков эксплуатации скважин сверх нормативных;
- введения в эксплуатацию неработающих скважин старого фонда.

Для решения указанных задач оказывается необходимой разработка скважинных дефектоскопов нового поколения, датчики которых обладают достаточной чувствительностью и свободны от влияния дестабилизирующих факторов, действующих в скважинных условиях (таких как: аномальная намагниченность, «пятнистость» структуры обсадных труб, эксцентриситет скважинных приборов дефектоскопов в обследуемых обсадных колоннах и др.).

2.3 Направления совершенствования магнитоимпульсного дефектоскопа-толщиномера МИД-К

Как следует из технического описания и таблицы 3, минимальная протяжённость сквозных повреждений труб продольной ориентации, выявляемых дефектоскопом-толщиномером МИД-К, должна составлять не менее 70–100 мм в НКТ диаметром 2,5 дюйма, а в одиночной обсадной колонне диаметром 146 мм (5 дюймов) – не менее 100–150 мм, т.е. при увеличении диаметра труб чувствительность МИД-К к дефектам резко снижается.

В обсадных колоннах большего диаметра (промежуточных колоннах и кондукторах) чувствительность магнитоимпульсных дефектоскопов МИД-К не регламентируется, однако следует ожидать её снижение в ещё большей степени (из-за увеличения их периметра и уменьшения электропроводности кольца труб в зоне контроля). Другими словами, порог чувствительности к дефектам (или минимальная длина уверенно выявляемой сквозной трещины) будет ещё большей.

Попутно отметим, что в процессе эксплуатации скважин вероятность образования протяжённых трещин в кондукторах и промежуточных колоннах, зацементированных до устья и перекрытых эксплуатационной колонной, весьма низка (например, при землетрясениях и подвижках пластов).

Таким образом, можно сделать вывод о том, что в комплекс ГИС для изучения технического состояния кондукторов и промежуточных обсадных колонн магнитоимпульсные дефектоскопы-толщиномеры типа МИД-К включены ошибочно. Они из-за низкой чувствительности к дефектам могут быть полезными только в эксплуатационных колоннах и НКТ.

Следовательно, первым направлением совершенствования типа МИД-К является увеличение чувствительности к дефектам труб.

Следует особо отметить, что с помощью магнитоимпульсных приборов типа МИД-К определяется интегральная (по всему периметру) толщина участка исследуемой трубы (кольца) с шириной (высотой) более 240 мм, которая никоим образом не характеризует минимальную (остаточную) толщину стенок труб в зоне износа бурильным инструментом и, следовательно, остаточную прочность изношенной обсадной колонны. Другими словами, магнитоимпульсные приборы типа МИД-К непригодны для измерения остаточной толщины стенок труб – они являются, по сути, интегральными измерителями массы металла в зоне контроля по дуге 360° и на базе более 240 мм, т.е. являются приборами для определения весовых характеристик труб, например, потери металла за счёт коррозии. Таким образом, в промежуточных обсадных колоннах диаметром 245 мм, из-под которых вскрываются пласты с аномально высокими давлениями, наиболее опасный – сосредоточенный желобной износ труб по данным магнитоимпульсных приборов типа МИД-К будет неминуемо «растянут» по всему их периметру и занижен по значению. Поэтому измерение указанными приборами средней по периметру, а не остаточной толщины стенок труб, делает исследования опасными, поскольку по их результатам можно сделать ошибочное заключение об остаточной прочности изношенных труб. Последнее может привести к тяжёлым последствиям при газодонефтепроявлениях и развитии других нештатных ситуаций на скважинах.

Следовательно, вторым направлением совершенствования дефектоскопов-толщиномеров типа МИД-К является обеспечение измерения не только средней по периметру, но и остаточной толщины трубы (минимального значения).

Как было показано ранее [14–20], муфтовые соединения и сквозные повреждения труб на каротажных диаграммах дефектоскопа-толщиномера МИД-К (и его модификаций) регистрируются аномалиями, протяжённость которых значительно превышает их фактические значения.

Из рассмотрения кривых дефектоскопа-толщиномера МИД-К следует, что длина муфтовых соединений обсадных труб составляет, по меньшей мере, 0,5 м. В то же время отметим, что и у отечественных, и у импортных обсадных труб длины муфт обсадных колонн (с различными типами резьб) не превышают 250 мм (табл. 4). Другими словами, длины муфтовых соединений обсадных колонн по данным МИД-К оказываются завышены практически в 2 раза, что не соответствует истине.

Таблица 4 – Длины муфт обсадных труб

Диаметр труб, мм	Тип муфтового соединения / длина, мм				Примечание
	ОТТМ	ОТТГ	Батресс	Треугольная	
146,0	177–215	182	218	–	длины муфт не превышают 244,5 мм
168,0	190	225	244,5	184-222	

Кроме того, на участках набора кривизны в наклонно-горизонтальных скважинах, т.е. там, где повреждения труб обсадных колонн наиболее вероятны, магнитоимпульсная дефектоскопия-толщинометрия не даёт корректных результатов, поскольку в них:

- скважинные приборы в первой колонне находятся в эксцентричном положении;
- центровка скважинных приборов относительно второй (эксплуатационной) и третьей (промежуточной или технической) колонн невозможна, поскольку в искривлённых участках стволов скважин центрирующие устройства для обсадных колонн не применяют (из-за осложнений при их спуске) и каждая последующая колонна труб «лежит» на внутренней стенке предыдущей. Таким образом, из-за невозможности взаимной центровки, трубы в точках соприкосновения находятся в электрическом контакте и представляют собой в поперечном сечении короткозамкнутые витки, шунтирующие друг друга, а датчики указанных приборов формируют интегральные электромагнитные отклики, не характеризующие ни одну из исследуемых колонн.

Следовательно, третьим направлением совершенствования дефектоскопов-толщиномеров типа МИД-К является повышение достоверности информации, выдаваемой заказчикам геофизических услуг.

Анализ промысловых данных показывает, что выделение дефектов и повреждений труб на фоне помех, обусловленных аномальной намагниченностью обсадных колонн, значительно затруднено, а в ряде случаев просто невозможно. Поэтому четвёртым направлением совершенствования дефектоскопов-толщиномеров типа МИД-К является повышение их помехозащищённости.

Как показано выше, к «природным» дефектам обсадных труб, возникающим в процессе их производства на трубопрокатных заводах, относятся несквозные расслоения металла, риски, волосовины, трещины и т.п. В соответствии с ГОСТ 632-80 браковочным признаком для обсадных труб является наличие указанных видов дефектов с протяжённостью более 50 мм и с глубиной проникновения в тело труб более 12 % от толщины их стенок. При наличии в трубах дефектов с большей протяжённостью или с большей глубиной производится их отбраковка (отгрузка потребителям не допускается). Другими словами, появление обсадных труб на буровых с дефектами большей протяжённости и с большей глубиной проникновения теоретически исключено, а практически можно объяснить только за счёт несоблюдения технологии проведения погружно-разгрузочных работ или их транспортировки.

Кроме того, в результате натурных испытаний обсадных труб (см. таблицу 2, а также рисунки 3 и 4) установлены критические длины дефектов L в мм при различных значениях давления и показано, что в эксплуатационных колоннах диаметром 146 и 168 мм прочностные свойства их резко снижаются при $L \geq 50$ мм.

Следовательно, можно сделать вывод о том, что упомянутые магнитоимпульсные приборы не обладают достаточной чувствительностью для определения технического состояния обсадных колонн по критериям:

- соответствия (несоответствия) труб требованиям ГОСТ 632-80;
- снижения их прочностных свойств.

Таким образом, дефекты с большими геометрическими размерами следует классифицировать уже не как дефекты, а как повреждения труб. Рассуждая таким образом, можно прийти к выводу о том, что дефектоскопы-толщинометры типа МИД-К являются по сути индикаторами крупных сквозных повреждений труб, выходящих за пределы требований ГОСТ 632-80. Другие ограничения к применению дефектоскопов-толщиномеров типа МИД-К, проявляющиеся при работе в скважинах с большими отклонениями стволов от вертикали, приведены в [11].

Поисковые исследования привели к разработке индукционных дефектоскопов ИДК-1, ИДК-105 и ИДК-105М, датчики которых отличаются высокой чувствительностью и помехозащищённостью. Они позволяют выявлять в эксплуатационных обсадных ко-

лоннах зарождающиеся дефекты типа расслоений и трещин (с глубиной проникновения в тело труб более 12 %) и определять изменение их среднего внутреннего диаметра по металлу (независимо от отложений на внутренней поверхности труб глинистой или цементной корки, парафина, солей и т.п.), что очень важно при определении проходного сечения эксплуатационных колонн и причин локальных сужений, столь часто встречающихся в скважинах.

Технические характеристики прибора ИДК-105М позволяют:

- выявлять несквозные повреждения обсадных колонн типа трещин, обычно зарождающиеся в зоне дефектов металлургического производства труб;
- выявлять сквозные трещины с продольной, направленной под углом и поперечной ориентацией по телу труб;
- определять изменение внутреннего диаметра обсадных труб по металлу (независимо от отложений глинистой или цементной корки, парафина, солей и т.п. на их внутренней поверхности);
- определять (в комплексе с трубными профилемерами и толщиномерами) техническое состояние обсадных колонн по критериям соответствия (несоответствия) труб требованиям ГОСТ 632-80.

Ниже приведены характерные примеры применения дефектоскопа ИДК-105М для решения различных геолого-геофизических задач.

На рисунке 5 показаны примеры контроля технологических операций по вырезанию участков эксплуатационной колонны диаметром 140 мм в скважине № 6 Северо-Екатерининской площади (Краснодарский край) в интервале 1311–1329,5 м для бурения боковых стволов и восстановления её из бездействующего фонда. Проведение работ контролировалось с помощью дефектоскопа ИДК-105М, трубного профилемера ПТС-4 и микрокаверномера СМАШ-42.

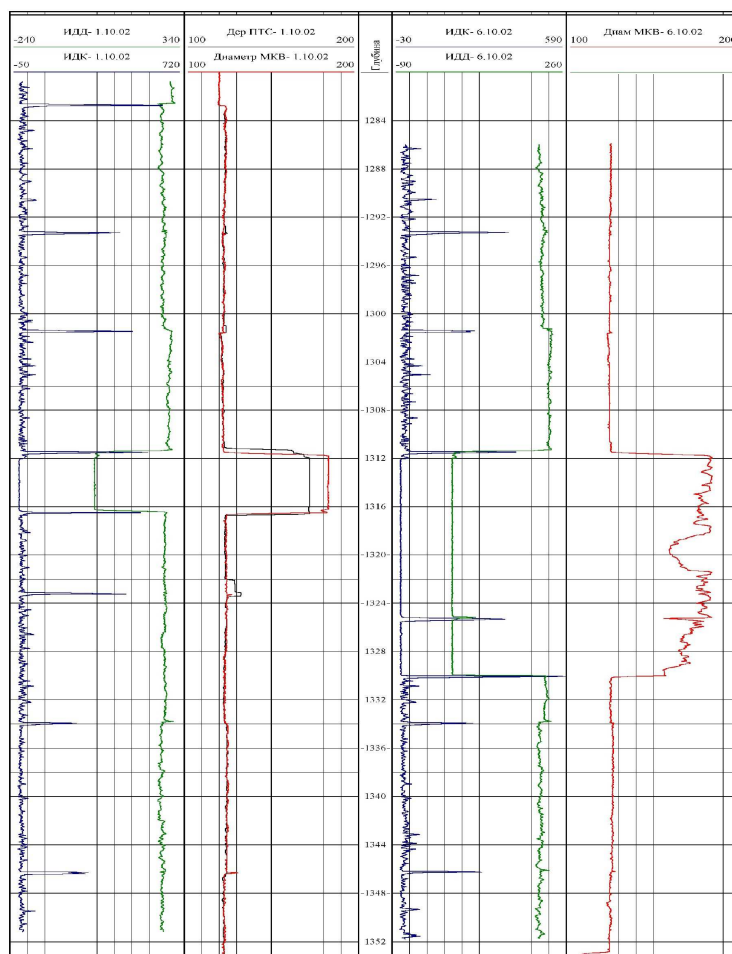


Рисунок 5 – Контроль технологических операций по вырезанию участка обсадной колонны в скважине № 6 Северо-Екатерининской площади

На рисунке 6 приведён пример обнаружения несквозных повреждений обсадной колонны (порезов резцами долот) при разбуривании цементного стакана в одной из скважин Ленинградской площади на глубинах 1188–1240 м, где представлены каротажные диаграммы, зарегистрированные с помощью:

- локатора муфт ЛМ-90 (чёрная кривая);
- дефектоскопа ИДК-105М (синяя и зелёная кривые);
- трубного профилемера ПТС-4 (красная кривая).

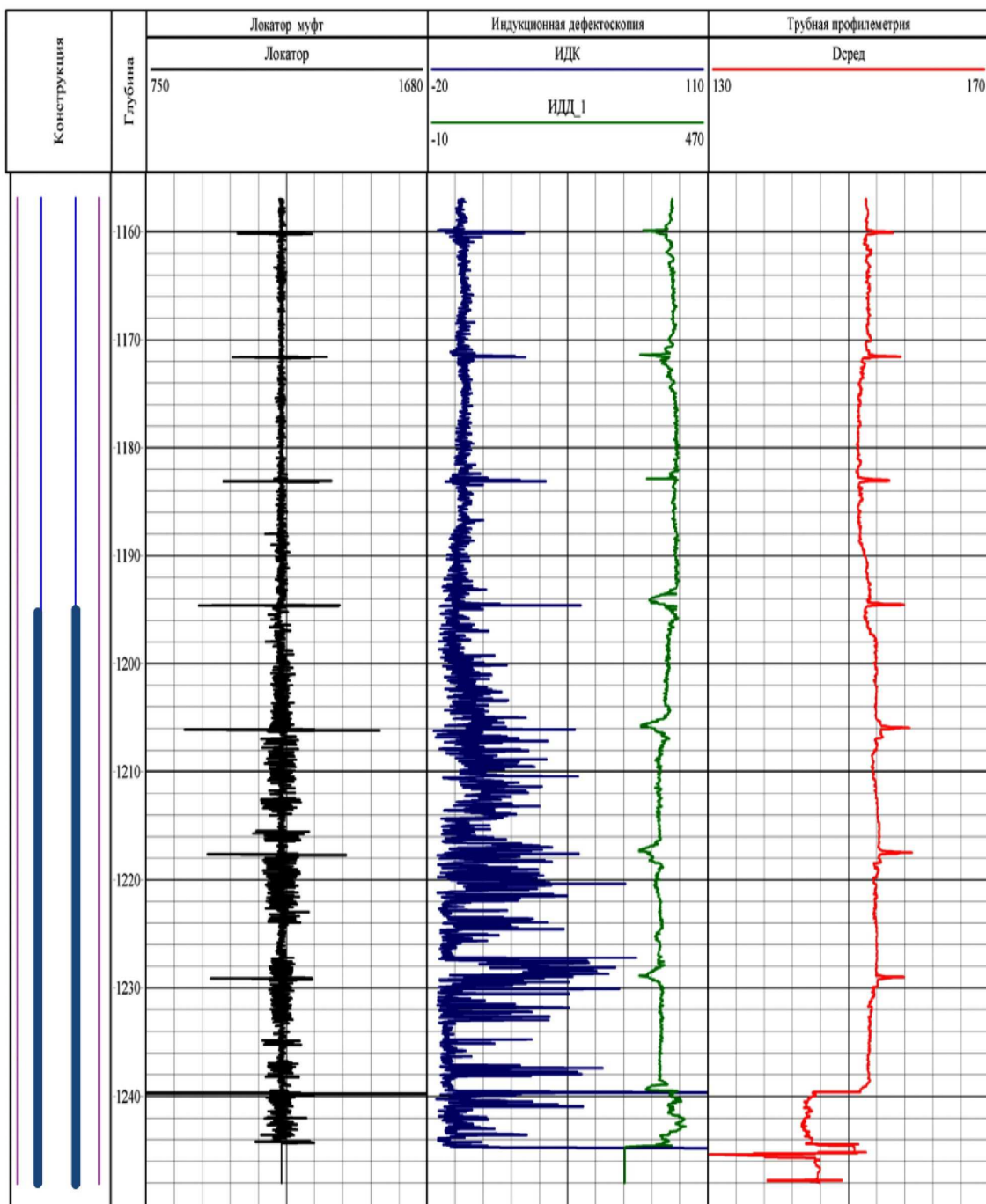


Рисунок 6 – Пример обнаружения несквозных порезов резцами долот в обсадной колонне диаметром 168 мм при разбуривании цементного стакана в одной из скважин Ленинградской площади

На рисунке 7 приведён пример выделения четырёх интервалов перфорации обсадной колонны диаметром 168 мм (показаны штриховкой) с помощью термометра Тр7-341, дефектоскопа ИДК-105М, локатора ЛМ-90 и трубного профилемера ПТС-4.

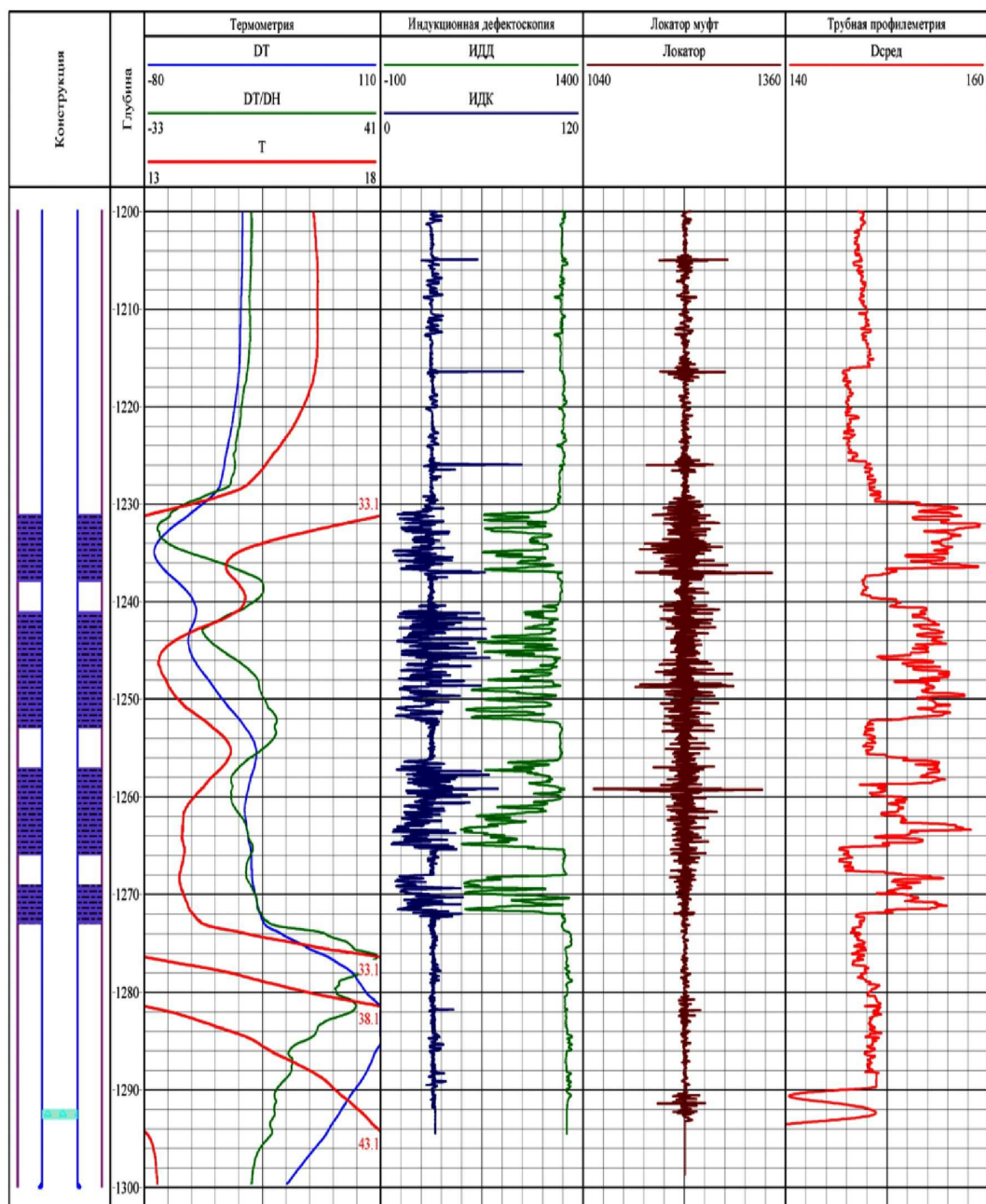


Рисунок 7 – Выделение четырёх интервалов перфорации с помощью термометра Тр7-341, дефектоскопа ИДК-105М, магнитного локатора ЛМ-90 и трубного профиломера ПТС-4 в одной из скважин Каневского ГПУ

Следует особо отметить, что дефектоскоп ИДК-105М:

- не требует настройки перед проведением исследований, что исключает волюнтаризм операторов и обеспечивает высокую повторяемость результатов ГИС;
- не требует центровки и может с успехом применяться в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах;
- работоспособен в жёстких термобарических условиях (например, в скважинах Прибрежной площади с температурами 135 °С и давлениями 80 МПа при плотности бурового раствора 2,2 г/см³).

Отличительной особенностью дефектоскопа ИДК-105М от других отечественных и зарубежных дефектоскопов является высокая скорость каротажа – до 1400–1600 м/час (вместо 140–150 м/час при использовании магнитоимпульсных дефектоскопов МИД-К, что в 10 и более раз сокращает время исследований, а также время вынужденного простоя скважин при их капремонте и, следовательно, финансовые потери).

Приведённые примеры применения дефектоскопа ИДК-105М наглядно свиде-

тельствуют о его преимуществах над дефектоскопами других типов, что позволяет рекомендовать его к широкому использованию на нефтяных и газовых месторождениях.

Часть 3. Совершенствование и разработка новых технологий ГИС по контролю технического состояния крепи скважин при их строительстве и эксплуатации

3.1 Совершенствование технологии дефектоскопии обсадных колонн электромагнитными методами

Следует отметить, что в последние 15–20 лет обсадные трубы, преимущественно в их средней части, оказываются намагниченными на этапе производства на металлургических заводах, т.к. их транспортировка из цеха в цех и отгрузка потребителям осуществляется с помощью электромагнитных захватов, создающих очень большие магнитные потоки. Поэтому из-за сильного влияния аномальной намагниченности обсадных труб на выходные сигналы датчиков электромагнитных (магнитоимпульсных) дефектоскопов метод электромагнитной дефектоскопии обладает низкой достоверностью выявления дефектов на фоне помех. Для снижения фона помех ранее было предложено проведение предварительного размагничивания обсадных колонн с помощью специального электромагнита, спускаемого в скважину на заданную глубину на каротажном кабеле.

Недостатком указанной технологии дефектоскопии ферромагнитных труб является низкая эффективность, обусловленная большими затратами времени на проведение исследований.

Испытания специально разработанного размагничивающего устройства, проведенные с дефектоскопами ИДК-105, ИДК-105М и МИД-К («МИД Газпром») в скважинах Каневского ГПУ, Кущёвского и Краснодарского ПХГ, показали его высокую эффективность.

На рисунке 8 приведены фрагменты каротажных диаграмм, зарегистрированных в аномально намагниченной обсадной колонне диаметром 168:

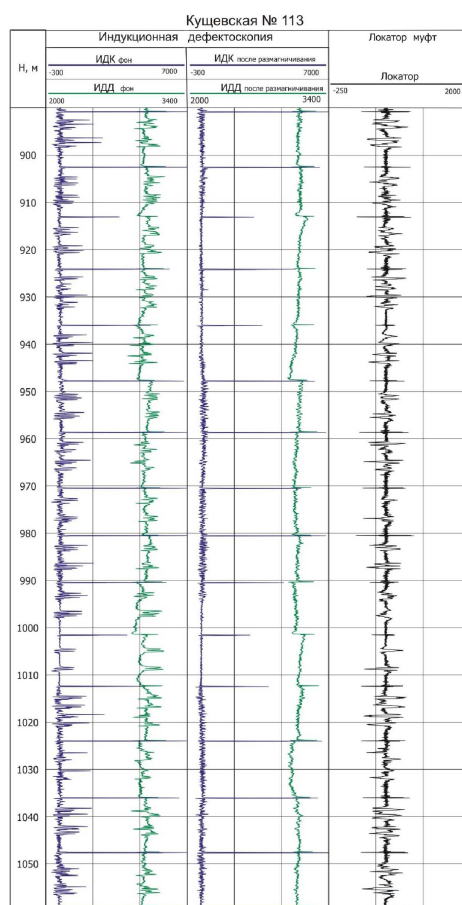


Рисунок 8 – Каротажные диаграммы, зарегистрированные с помощью локатора ЛМ-90 и дефектоскопа ИДК-105М в намагниченной обсадной колонне диаметром 168 мм

- магнитным локатором ЛМ-90 (выделена чёрным цветом);
- дефектоскопом ИДК-105М (диаграммы дефектов до и после размагничивания обсадной колонны выделены синим цветом, а диаграммы изменений среднего внутреннего диаметра до и после размагничивания обсадной колонны – зелёным цветом).

Из анализа каротажных диаграмм, представленных на рисунке 8, следует, что после размагничивания обсадных колонн уровень помех от аномальной намагниченности труб во всех случаях оказался значительно ослаблен, что даёт возможность сделать однозначный вывод о том, что каких-либо значимых дефектов и повреждений они не имеют.

Таким образом, можно сделать вывод о перспективности предложенных технических решений для повышения достоверности результатов электромагнитной (магнитоимпульсной) дефектоскопии.

3.2 Совершенствование технологии определения мест негерметичности в муфтовых соединениях труб обсадных колонн

Определение негерметичных муфтовых соединений традиционно производится комплексом геофизических методов (термометрии, спектральной шумометрии, акустического многозондового каротажа, высокочувствительной расходомерии-притокометрии и др.). Однако следует особо отметить, что существующие средства и технологии определения мест негерметичности в муфтовых соединениях труб обсадных колонн разрабатывались в основном для нефтяных скважин, а в газовых и газоконденсатных скважинах они обладают существенными ограничениями к применению (из-за низкого порога чувствительности по газу).

Для обнаружения малых утечек газа в муфтовых соединениях труб обсадных колонн, определения причин образования межколонных давлений, межпластовых перетоков и путей миграции газа в заколонном пространстве газовых скважин была разработана специальная технология проведения ГИС (патент России № 2405936) [6] с применением разработанных приборов механо-акустического каротажа СМАШ-42 и СПЕКТР-42, использующих контактный способ съёма информации (патент России № 2102597) [5].

Попутно отметим, что технология проведения исследований методом контактной спектральной шумометрии позволяет определять:

- спектральные характеристики шумов в эксплуатационных колоннах (фоновые значения шумов при закрытых измерительных рычагах – волноводах аппаратуры СМАШ-42);
- спектральные характеристики шумов, обусловленных перетоками флюидов за эксплуатационными колоннами – при раскрытых измерительных рычагах аппаратуры СМАШ-42.

Таким образом, оказывается возможным значительно повысить достоверность результатов ГИС при определении мест негерметичности в муфтовых соединениях труб обсадных колонн, причин образования межколонных давлений, межпластовых перетоков и путей миграции газа в заколонном пространстве скважин.

Литература:

1. Патент № 2193169. Устройство для дистанционного измерения температуры / В.В. Климов, В.Ф. Будников, И.В. Браташ, С.Н. Ретюнский, Е.М. Костенко, А.А. Енгибарян, А.А. Брусаков. – Подача заявки: 27.06.2000. – Оpubл. 20.11.2002.
2. Патент № 2315268. Устройство для дистанционного измерения температуры / Ю.И. Баканов, В.П. Колесниченко, В.Г. Гераськин, И.Н. Кравцов, В.В. Климов, А.А. Захаров, А.Г. Радыгин, С.Н. Ретюнский, С.В. Сергеев, А.А. Глухов. – Подача заявки: 05.12.2005. – Оpubл. 20.01.2008.
3. Патент № 2315323. Термоанемометрический датчик скорости движения флюидов / Ю.И. Баканов, В.П. Колесниченко, В.Г. Гераськин, И.Н. Кравцов, В.В. Климов, А.А. Захаров, А.А. Енгибарян, Л.И. Мищенко, А.В. Шостак. – Подача заявки: 28.02.2005. – Оpubл. 20.01.2008.
4. Патент № 2328731. Магнитный локатор дефектов и повреждений труб / Ю.И. Баканов, В.П. Колесниченко, В.Г. Гераськин, И.Н. Кравцов, В.В. Климов, А.А. Захаров, А.Г. Радыгин, А.А. Глухов, А.А. Енгибарян, Л.И. Мищенко. – Подача заявки: 15.12.2005. – Оpubл. 10.07.2008.

5. Патент № 2102597. Способ контроля состояния крепи скважин / А.Я. Петерсон, Ю.М. Басарыгин, А.М. Черненко, В.Ф. Будников, В.В. Климов, И.М. Михед, С.Н. Ретюнский. – Подача заявки: 26.06.1995. – Оpubл. 20.01.1998.
6. Патент № 2405936. Способ комплексной оценки качества цементирования скважин и разобщения пластов-коллекторов / С.А. Жвачкин, Ю.И. Баканов, В.Г. Гераськин, В.В. Климов, Г.А. Севрюков, Н.И. Кобелева, А.Н. Черномашенко, А.А. Енгибарян, А.А. Захаров, А.А. Бражников, С.Н. Ретюнский. – Подача заявки: 30.11.2007. – Оpubл. 10.12.2010.
7. Патент № 2410538. Устройство для исследования технического состояния ферромагнитных труб / С.А. Жвачкин, Ю.И. Баканов, В.П. Колесниченко, И.Н. Кравцов, Н.И. Кобелева, В.Г. Гераськин, В.В. Климов, С.Н. Ретюнский, Г.А. Севрюков, А.А. Бражников. – Подача заявки: 02.12.2008. – Оpubл. 27.01.2011.
8. Патент № 2134779. Способ определения технического состояния обсадных колонн и устройство для его осуществления / В.В. Климов, Ю.М. Басарыгин, В.Ф. Будников, А.М. Черненко, А.Г. Радыгин, И.В. Браташ. – Подача заявки 05.08.1997. – Оpubл. 20.08.1999.
9. Патент № 2199007. Способ определения технического состояния скважин / С.А. Жвачкин, Ю.И. Баканов, В.Г. Гераськин, В.В. Климов, Г.А. Севрюков, Н.И. Кобелева, А.Н. Черномашенко, А.А. Енгибарян, А.А. Захаров, А.А. Бражников, С.Н. Ретюнский. – Подача заявки: 30.11.2007. Оpubл. 10.12.2010.
10. Патент № 2405934. Способ определения технического состояния скважин / С.А. Жвачкин, Ю.И. Баканов, В.Г. Гераськин, В.В. Климов, Г.А. Севрюков, Н.И. Кобелева, А.Н. Черномашенко, А.А. Енгибарян, А.А. Захаров, А.А. Бражников, С.Н. Ретюнский. – Подача заявки: 30.11.2007. – Оpubл. 10.12.2010.
11. Гейхман М.Г., Колесниченко В.П., Климов В.В., Аносов Э.В., Кравцов И.Н., Ретюнский С.Н. Новые технические средства, технологии и методология геолого-геофизического контроля технического состояния крепи газовых и газоконденсатных скважин, в том числе и скважин с аномально-высокими пластовыми давлениями и температурой. – Краснодар : ООО «Промсвещение-Юг», 2011. – 265 с.
12. 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.
13. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ на кабеле в нефтяных и газовых скважинах : РД 153-39.0-072-01. – М., 2001.
14. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Повышение достоверности геофизических методов в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах // Научно-технический журнал «Инженер-нефтяник». – М. : Издательство ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», 2017. – № 3. – С. 33–37.
15. Климов В.В., Савенок О.В., Усов С.В. Новая рецептура ремонтного тампонажного состава для ликвидации перетоков жидкости за эксплуатационными колоннами в нефтегазовых скважинах // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М. : ВНИИОЭНГ, 2017. – № 10. – С. 34–36.
16. Климов В.В., Савенок О.В. Снижение техногенного воздействия на окружающую среду при эксплуатации газовых месторождений и подземных хранилищ газа // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. – М. : ВНИИОЭНГ, 2018. – № 3. – С. 20–23.
17. Кошелев А.Т., Климов В.В., Савенок О.В., Усов С.В., Шостак А.В. Осложнения, связанные с дефектами в крепи скважин, и методы их исследований : учебно-методическое пособие для студентов всех форм обучения специальностей 130503 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», 130504 «Бурение нефтяных и газовых скважин» и 130602 «Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов» и направления 131000.62 «Нефтегазовое дело». – Краснодар : Изд. КубГТУ, 2013. – 70 с.
18. Усов С.В., Савенок О.В., Климов В.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 131000.62 «Нефтегазовое дело». – Краснодар : Изд. КубГТУ, 2013. – 63 с.
19. Булатов А.И., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 576 с.
20. Булатов А.И., Качмар Ю.Д., Савенок О.В., Яремийчук Р.С. Освоения нафтових і газових свердловин. Наука і практика : монографія. – Львів : Споллом, 2018. – 476 с.
21. Климов В.В., Савенок О.В., Лешкович Н.М. Основы геофизических исследований при строительстве и эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях : учебное пособие. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2016. – 274 с.
22. Попов В.В., Третьяк А.Я., Савенок О.В., Кусов Г.В., Швец В.В. Геофизические исследования и работы в скважинах : учебное пособие. – Новочеркасск : Лик, 2017. – 326 с.

23. Булатов А.И., Савенок О.В. Капитальный подземный ремонт нефтяных и газовых скважин в 4 т. – Краснодар : Издательский Дом – Юг, 2012-2015. – Т. 1–4.

References:

1. Patent No. 2193169. The device for remote measurement of temperature / V.V. Klimov, V.F. Budnikov, I.V. Bratash, S.N. Retyunsky, E.M. Kostenko, A.A. Engibaryan, A.A. Brusakov. – Application: 6/27/2000. – Opubl. 11/20/2002.
2. Patent No. 2315268. The device for remote measurement of temperature / Yu.I. Bakanov, V.P. Kolesnichenko, V.G. Geraskin, I.N. Kravtsov, V.V. Klimov, A.A. Zakharov, A.G. Radygin, S.N. Retyunsky, S.V. Sergeyev, A.A. Glukhov. – Application: 12/5/2005. – Opubl. 1/20/2008.
3. Patent No. 2315323. Termoanemometric sensor of speed of the movement of fluids / Yu.I. Bakanov, V.P. Kolesnichenko, V.G. Geraskin, I.N. Kravtsov, V.V. Klimov, A.A. Zakharov, A.A. Engibaryan, L.I. Mishchenko, A.V. Shostak. – Application: 2/28/2005. – Opubl. 1/20/2008.
4. Patent No. 2328731. Magnetic locator of defects and damages of pipes / Yu.I. Bakanov, V.P. Kolesnichenko, V.G. Geraskin, I.N. Kravtsov, V.V. Klimov, A.A. Zakharov, A.G. Radygin, A.A. Glukhov, A.A. Engibaryan, L.I. Mishchenko. – Application: 12/15/2005. – Opubl. 7/10/2008.
5. Patent No. 2102597. Way of control of a condition of a timbering of wells / A.Ya. Peterson, Yu.M. Basarygin, A.M. Chernenko, V.F. Budnikov, V.V. Klimov, I.M. Mikhed, S.N. Retyunsky. – Application: 6/26/1995. – Opubl. 1/20/1998.
6. Patent No. 2405936. Way of complex assessment of quality of cementation of wells and dissociation of layers collectors / S.A. Zhvachkin, Yu.I. Bakanov, V.G. Geraskin, V.V. Klimov, G.A. Sevryukov, N.I. Kobeleva, A.N. Chernomashenko, A.A. Engibaryan, A.A. Zakharov, A.A. Brazhnikov, S.N. Retyunsky. – Application: 11/30/2007. – Opubl. 12/10/2010.
7. Patent No. 2410538. The device for a research of technical condition of ferromagnetic pipes / S.A. Zhvachkin, Yu.I. Bakanov, V.P. Kolesnichenko, I.N. Kravtsov, N.I. Kobeleva, V.G. Geraskin, V.V. Klimov, S.N. Retyunsky, G.A. Sevryukov, A.A. Brazhnikov. – Application: 12/2/2008. – Opubl. 1/27/2011.
8. Patent No. 2134779. A way of determination of technical condition of upsetting columns and the device for his implementation / V.V. Klimov, Yu.M. Basarygin, V.F. Budnikov, A.M. Chernenko, A.G. Radygin, I.V. Bratash. – Application 8/5/1997. – Opubl. 8/20/1999.
9. Patent No. 2199007. Way of determination of technical condition of wells / S.A. Zhvachkin, Yu.I. Bakanov, V.G. Geraskin, V.V. Klimov, G.A. Sevryukov, N.I. Kobeleva, A.N. Chernomashenko, A.A. Engibaryan, A.A. Zakharov, A.A. Brazhnikov, S.N. Retyunsky. – Application: 11/30/2007. Opubl. 12/10/2010.
10. Patent No. 2405934. Way of determination of technical condition of wells / S.A. Zhvachkin, Yu.I. Bakanov, V.G. Geraskin, V.V. Klimov, G.A. Sevryukov, N.I. Kobeleva, A.N. Chernomashenko, A.A. Engibaryan, A.A. Zakharov, A.A. Brazhnikov, S.N. Retyunsky. – Application: 11/30/2007. – Opubl. 12/10/2010.
11. Geykhman M.G., Kolesnichenko Accusative, Klimov V.V., Anosov E.V., Kravtsov I.N., Retyunsky S.N. New technical means, technologies and methodology of geologic-geophysical control of technical condition of a timbering of gas and gas-condensate wells, including wells with abnormal and high reservoir pressures and temperature. – Krasnodar : LLC Pro-sveshcheniye-Yug, 2011. – 265 p.
12. Klimov V.V. Scientific and methodical bases, the equipment and technologies of geophysical control of technical condition of wells on the example of gas fields and underground gas storages. – M. : LLC IRTs Gazprom, 2008. – 300 p.
13. The technical instruction for carrying out geophysical surveys and works on a cable in oil and gas wells : RD 153-39.0-072-01. – M., 2001.
14. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Increase in reliability of geophysical methods in the inclined directed and horizontal wells // the Scientific and technical magazine «Inzhenerneftyanik». – M. : LLC Ai Dee Es Drilling publishing house, 2017. – No. 3. – P. 33–37.
15. Klimov V.V., Savenok O.V., Usov S.V. A new compounding of repair grouting structure for elimination of overflows of liquid behind operational columns in oil and gas wells // Construction of oil and gas wells by land and by sea. – M. : VNIIOENG, 2017. – No. 10. – P. 34–36.
16. Klimov V.V., Savenok O.V. Decrease in technogenic impact on the surrounding environment at operation of gas fields and underground gas storages // Protection of the environment in an oil and gas complex. – M. : VNIIOENG, 2018. – No. 3. – P. 20–23.
17. Koshelev A.T., Klimov V.V., Savenok O.V., Moustaches S.V., Shostak A.V. The complications connected with defects in a timbering of wells, and methods of their researches : an educational and methodical grant for students of all forms of education of specialties 130503 «Development and operation of oil and gas fields», 130504 «Drilling of oil and gas wells» and 130602 «Machines and the equipment of oil and gas fields» and the directions 131000.62 «Oil and gas business». – Krasnodar : Prod. KubSTU, 2013. – 70 p.

18. Usov S.V., Savenok O.V., Klimov V.V. Workover. Restoration of tightness of upsetting columns: methodical instructions to a practical training on disciplines «Reconstruction and restoration of wells» («Operation and Service of Facilities for Production of Oil» profile) and «Technology of drilling of oil and gas wells» («Drilling of Oil and Gas Wells» profile) for students of all forms of education of the direction 131000.62 «Oil and gas business». – Krasnodar : Prod. KubSTU, 2013. – 63 p.

19. Bulatov A.I., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Scientific bases and practice of development of oil and gas wells. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2016. – 576 p.

20. Bulatov A.I., Kachmar Yu.D., Savenok O.V., Yaremychuk R.S. Osvoennya naftovy i gazovy sverdlovin. Science i practice : monograph. – L'viv : Spol, 2018. – 476 p.

21. Klimov V.V., Savenok O.V., Leshkovich N.M. Bases of geophysical surveys at construction and operation of wells on oil and gas fields : manual. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2016. – 274 p.

22. Priests V.V., Tretiak A.Ya., Savenok O.V., Kusov G.V., Shvets V.V. Geophysical researches and works in wells : manual. – Novocheerkassk : Face, 2017. – 326 p.

23. Bulatov A.I., Savenok O.V. Capital underground repairs of oil and gas wells in 4 t. – Krasnodar : Publishing house – the South, 2012–2015. – T. 1–4.