

На правах рукописи

РГБ ОД

14 АВГ 2000

МИКИН Михаил Леонидович

**ИССЛЕДОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ
ГИС-КОНТРОЛЬ
ДЕЙСТВУЮЩИХ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН**

Специальность 04.00.12 – “Геофизические методы
поисков и разведки
месторождений полезных ископаемых”

АВТОРЕФЕРАТ
диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Тверь - 2000

Работа выполнена
в Дочернем открытом акционерном обществе
“Газпромгеофизика”

Официальные оппоненты:

- доктор физико-математических наук,
профессор *Лухминский Б.Е.*
- доктор технических наук *Бувич А.С.*

Ведущая организация - ПФ “Мосгазгеофизика”

Защита состоится 29 июня 2000 г. в 15³⁰ часов на заседании диссертационного совета Д 169.13.01 в АОТ НПП “ГЕРС” по адресу:

170034, г. Тверь, пр-т Чайковского, 28/2.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ОАО НПП “Тверьгеофизика”.

Автореферат разослан 27 мая 2000 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета,
доктор технических наук, профессор



А.И.Фионов

2453.2-542 e181,0

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность исследований по теме диссертации определяется следующими обстоятельствами.

Для получения качественной и достоверной геофизической информации с учетом современных требований, крайне важно осуществлять разработку технологических комплексов для исследования эксплуатационных газовых скважин, включающих аппаратуру, оборудование, метрологическое и программное обеспечение на единой научно - методической основе. Только такой подход позволяет коренным образом повысить эффективность геофизического контроля, обеспечить рациональное управление процессами разработки месторождений и эксплуатации подземных хранилищ газа.

Все вышеизложенное делает весьма актуальной задачу создания комплексной специализированной технологии исследования действующих газовых скважин, в которой будут отражены и оптимизированы все ее компоненты.

Использование автономной аппаратуры для исследования действующих газовых скважин позволяет значительно упростить и удешевить исследования при сохранении необходимого объема информации. При решении некоторых задач автономная аппаратура может быть единственным ее источником.

Важнейшей составной частью геофизических технологий является метрологическое обеспечение геофизических исследований. Наиболее эффективным способом организации метрологического обеспечения является создание метрологических подразделений нескольких иерархических уровней, высший из которых - специальный метрологический и испытательный центр, оснащенный необходимым арсеналом поверочного и испытательного оборудования высших порядков. Создание такого центра крайне необходимо геофизической службе газовой отрасли.

Для выполнения работ на современном научно - техническом уровне требуется объективная оценка их уровня качества. Одним из элементов управления качеством является сертификация.

В газовой промышленности, учитывая специфику отрасли и необходимость обеспечения надежного функционирования объектов Единой системы газоснабжения, назрела необходимость создания специализированного органа по сертификации геофизического оборудования и аппаратуры.

Целью исследования является повышение геолого - экономической эффективности геофизических исследований действующих газовых и газоконденсатных скважин за счет системного подхода к разработке и изготовлению принципиально новых технологических комплексов ГИС - Контроль.

Для выполнения поставленной цели представляется необходимым решить следующие **основные задачи исследования**:

1. Анализ состояния разработки аппаратуры и оборудования для исследования действующих газовых скважин, метрологического обеспечения геофизических исследований и сертификации геофизической аппаратуры и оборудования в газовой отрасли.

2. Исследование термодинамических процессов и особенностей структуры потока в действующих газовых скважинах, основных элементов конструкций действующих скважин газовых месторождениях и подземных хранилищ газа, термобарических условий на этих объектах, а также технических, технологических и геологических задач, решаемых в действующих газовых скважинах, и на основе этого анализа, с учетом требований к унификации узлов аппаратуры и оборудования, выбор и обоснование основных характеристик и конструкции составных частей технологических комплексов.

3. Разработка, изготовление и испытание технологических комплексов для исследования действующих газовых скважин в кабельном и автономном вариантах.

4. Сертификация основных узлов технологических комплексов и совершенствование метрологического обеспечения исследований.

5. Промышленное опробывание и внедрение разработанных технологических комплексов на геофизических предприятиях.

Методы исследования:

При разработке технологических комплексов автор использовал методологию **объектно - ориентированного проектирования**, в которой система рассматривается как совокупность независимо функционирующих, но информационно связанных объектов.

При создании аппаратуры и оборудования, автор использовал следующие основные методы конструирования:

1. **Метод базовой модели.** На основе одного базового изделия создается серия однотипных изделий с разными характеристиками.

2. **Модификация.** Существующее изделие приспособляется к новым условиям.

3. **Нормализация.** Создается аппаратура различного назначения на базе унифицированных изготовленных и покупных изделий.

4. **Создание параметрических рядов.** Создается ряд модификаций аппаратуры и оборудования по значениям 2х - 3х главных параметров.

Основным защищаемым научным результатом являются технологические комплексы для исследования действующих газовых скважин в кабельном и автономном вариантах, разработанные как составные части единой технологии, включающие многоканальные скважинные приборы, наземную регистрирующую аппаратуру, системное математическое обеспечение, поверочную установку, а также устьевое геофизическое оборудование. Основные компоненты кабельного технологического комплекса имеют Сертификаты утверждения типа и занесены в Государственный реестр.

Научная новизна:

1. Применительно к газовой отрасли впервые обоснован и реализован технологический комплекс для исследования действующих газовых скважин, использующий в качестве линии связи между скважинным прибором и наземным регистратором короткожильный кабель, в котором скважинная и наземная аппаратура, метрологическое и программное обеспечение, а также устьевое оборудование создавались на основе единых принципов, в основе которых заложено решение конкретных геолого - геофизических задач на газовых месторождениях и подземных хранилищах газа Российской Федерации.

2. Впервые обоснован и частично реализован автономный технологический комплекс для исследования эксплуатационных газовых скважин с высоким буферным давлением, использующий в качестве линии связи скребковую проволоку. Комплекс состоит из скважинных приборов с электронной энергонезависимой памятью, устройства привязки глубины, метрологического и программного обеспечения, а также малогабаритной лубрикаторной установки для герметизации проволоки. Обоснованы и реализованы модификации этого комплекса для решения важнейших геофизических и геолого - промышленных задач, в том числе уникальных, не решаемых кабельной технологией.

Практическая значимость работы:

Исследования по теме диссертации позволили разработать и внедрить в производство технологические комплексы для исследования действующих газовых скважин в кабельном и автономном вариантах, значительно повышающие эффективность исследования скважин и качество получаемого материала.

Работы по созданию Отраслевого метрологического центра с полигоном контрольно - поверочных скважин и работы по сертификации повышают достоверность геофизической информации, качество и надежность аппаратуры и оборудования.

Внедрение результатов работы:

Кабельный вариант технологического комплекса в различных конфигурациях внедрен во всех геофизических предприятиях газовой отрасли и успешно используется для решения различных геофизических и геолого - промысловых задач. Этот комплекс стал важнейшим звеном количественной интерпретации результатов геофизических исследований газовых скважин.

В настоящее время изготовлено и внедрено в газовой отрасли более 60 комплектов кабельных технологических комплексов в различной конфигурации. Изготовление и поставка комплексов продолжается непрерывно.

Автономный технологический комплекс успешно прошел опытно-промышленные испытания в скважинах ООО "Астраханьгазгеофизика", ООО "Мосгазгеофизика", ОАО "Ноябрьскнефтегаз", ООО "Оренбурггеофизика". Экспериментальные образцы комплекса внедрены и уже в течении более полугода работают в производственном режиме в ООО "Астраханьгазгеофизика".

На производственной базе НПФ "Центргазгеофизика" создана испытательная лаборатория, оснащенная аттестованным испытательным оборудованием, выполняющая все виды испытаний выпускаемых опытным производством изделий. На той же базе пробурены и оборудованы контрольно - поверочные скважины с участками открытого ствола, в которых проводятся завершающие испытания геофизической аппаратуры с определением ее метрологических характеристик.

Апробация работы. Основные положения диссертации докладывались на Совещании по проблемам разработки аппаратурно-методических комплексов (Тюмень, 1996г.), на Международной

научно - технической конференции “Научно - технические проблемы повышения эффективности топливно - энергетического комплекса” (о. Мальта, 1997 г.), на “Деловом клубе разработчиков, изготовителей и потребителей геофизической научно - технической продукции” (Крым, 1998г.), на научно - практическом семинаре ОАО “Газпром” “Состояние и основные направления совершенствования системы газодинамических исследований скважин ПХГ” (Москва, 1998г.)

Публикации. Результаты исследований, выполненных по теме диссертации, опубликованы в 9 печатных работах и одном сборнике тезисов Международного симпозиума.

Объем и структура работы. Работа состоит из введения, четырех глав и заключения, содержит 149 страниц текста, 32 рисунка и 6 таблиц. Библиографический раздел включает 63 наименования.

В диссертационной работе представлены результаты исследований, выполненных под руководством автора, по его инициативе и при его непосредственном участии в ДОО “Газпромгеофизика”.

Автор осуществлял научно - техническое руководство и непосредственно участвовал в выполнении описанных работ, работая с января 1978 года в должности ведущего инженера конструкторско - технологического отдела Центральной опытно - методической экспедиции (ЦОМЭ) треста “Союзгазгеофизика”, с 1980 года в должности главного инженера ЦОМЭ и с 1989 года в должности начальника Специального конструкторско - технологического бюро геофизического приборостроения (СКТБ ГП) предприятия (в последствии филиала) “Центргазгеофизика”. Автор непосредственно участвовал в решении всех наиболее важных вопросов на этапах разработки, изготовления, сертификации и внедрения в производство технологических комплексов. Автономный технологический комплекс создан по его инициативе и в соответствии с разработанным им технико - методическим обоснованием. Автор также являлся одним из инициаторов и исполнителей работ по совершенствованию метрологического обеспечения ГИС и сертификации.

Необходимо отметить большой вклад всего коллектива СКТБ ГП в создание конструкций технологических комплексов, разработку электронных принципиальных схем, программного обеспечения, совершенствование метрологического обеспечения и сертифика-

ции. У истоков разработки кабельного технологического комплекса стояли такие специалисты, как Алелюхин Н.П., Зубов С.Р. Макаров В.В.; Митюшин Е.М. В последующем в работах принимали активное участие Белозеров В.А., Захарчук А.И., Легин В.К., Матвеев С.С., Наваркина М.М., Некрасов В.А., Пучнин Ю.И., Перетькин В.И., Пузаков В.К., Скопинцев С.П., Тер - Саакян В.Г., и другие специалисты, которым автор выражает искреннюю признательность. Также автор выражает глубокую благодарность сотрудникам НПФ "Контакт" Борисову А.В., Ефимову А.В., Морозову А.М., Морозову Б.Ф. за активное участие в разработке программного обеспечения компьютеризированного регистратора и совершенствовании метрологического обеспечения газодинамического каротажа.

Автор особо благодарен к.т.н. Гергедаве Ш.К., за постановку проблемы, ценные советы и постоянную поддержку при проведении исследований.

Автор выражает глубокую благодарность к.г. - м.н. Дворецкому П.И. за научные консультации и обсуждение результатов исследований.

Автор глубоко признателен д.т.н. Ахиярову В.Х. за методическую и организационную поддержку при проведении исследований и разработке автономного технологического комплекса.

Автор благодарен Петрову А.Н и Тюгаеву А.В. за практическую помощь при проведении исследований.

Исключительно большое значение для автора имели творческие контакты с Бурдо В.Б., д.т.н. Ипатовым А.И., д.т.н. Кременецким М.И., к.т.н. Левицким К.О., д.т.н. Поляковым Е.Е.

Автор благодарит д.т.н. Бродского П.А. и д.т.н. Фионова А.И. за помощь по формулированию диссертационной работы и подготовке диссертации к защите.

Значительную часть работ по внедрению в производство технологических комплексов выполнили работники НПФ "Контакт" Морозов А.М. и Фомичев А.В., которым автор выражает свою признательность.

Автор благодарит своих коллег по НПФ "Центргазгеофизика" и многих производственников геофизических предприятий ДОО "Газпромгеофизика", в постоянном контакте с которыми выполнялась эта работа.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

В первой главе диссертационной работы проанализировано состояние дел в области разработки аппаратуры и оборудования для исследования действующих газовых скважин.

Начало систематических исследований действующих скважин положили работы, выполненные в шестидесятые - семидесятые годы Абрикиным А.Л., Комаровым С.Г., Орлинским Б.М., Швецовой Л.Е. Эти работы были успешно продолжены рядом исследовательских коллективов: МИНХ и ГП - (Добрынин В.М., Позин Л.З., Кременецкий М.И., Ипатов А.И. и др.), Башгосуниверситет - (Дворкин И.Л., Валиуллин Р.А. и др.), Казанский госуниверситет - (Непримеров Н.Н., Марков А.И. и др.), ВНИИЯГГ - (Басин Я.Н., Поляков В.Е. и др.), ВНИИНПГ - (Лаптев В.В., Труфанов В.В. и др.), ВНИИГИС - (Черный В.Б., Кирпиченко Б.И., Гуторов Ю.А. и др.) НПП ГЕРС - (Бродский П.А., Фионов А.И., Хаматдинов Р.Т., Бувеч А.С. и др.)

Регулярные геофизические исследования действующих газовых скважин начаты в СССР в шестидесятые годы. У истоков этих работ стояли такие специалисты, как А.Ф. Тиман, В.Г. Хортов, Ш.К. Гергедава, Г.Ф. Пантелеев.

Научную основу газодинамического направления геофизических исследований составили работы З.С. Алиева, М.И. Багринцева, С.Н. Бузинова, А.Н. Грищенко, Г.А. Зотова, Ю.П. Каротаева, К.О. Левицкого, С.П. Омеся, Л.З. Позина, Э.Б. Чекалюка и других ученых.

В 70-х годах тематической партией треста "Союзгазгеофизика" во главе с М.И. Багринцевым создан комбинированный многопараметровый прибор "Комплекс". Прибор включал в себя измерительные каналы давления и температуры, а также индикаторные каналы термоанемометра, турбинного расходомера и локатора муфт. Датчики включались поочередно.

В это же время в ВНПО "Союзгазавтоматика" под руководством и при участии Ш.К. Гергедавы, Н.И. Гаврилова С.И. Широцкого создана комплексная лаборатория "Глубина". Лаборатория включала наземную и скважинную аппаратуру и предназначалась для одновременного дистанционного измерения температуры, давления и индикации скорости потока в скважине.

Для исследования действующих нефтяных скважин наибольшее применение нашли разработки, выполненные в Тюменском СКТБ

(К2 - 321М, КСА - Т7, АМК - Контроль и др. - под руководством А.И. Костина, А.В. Барычева), ВНИИМП (НАПОР, АГАТ КСА-36 и др. под руководством Г.А. Бельшева, А.И. Парфенова), ЗСК "Тюменьпромгеофизика" (АККИС - под руководством Н.В. Лосева, В.И. Фая), ВНИИГИС (ПРИТОК - 2 - В.Б. Черного Х.К. Самигуллина, В.К. Утопленникова), НПЦ "Тверьгеофизика" (комплекс "Гранит - Оникс" - под руководством А.С. Бувевича). Эти приборы близки к специализированным газовым по набору датчиков, но в силу своей специфики (конструкция, чувствительность, взаимное расположение датчиков, комбинация датчиков в модулях) не оптимальны для исследования газовых скважин.

Для герметизации устья скважин на первых парах использовались самодельные **лубликаторные установки**, изготавливаемые непосредственно на местах производства работ из насосно-компрессорных труб. Эти "лубликаторы" имели простейший разрезной сальник, не обеспечивающий необходимой герметизации газовых скважин и не имели кабельного превентора, что часто приводило к авариям при проведении исследований. В качестве **грузоподъемных механизмов** использовались агрегаты для подземного ремонта скважин типа АЗИНМАШ-37А. Эти агрегаты имели много не используемого при геофизических исследованиях оборудования, были дороги, трудоемки в обслуживании и эксплуатации.

В настоящее время для герметизации устья скважин при исследовании действующих нефтяных скважин применяются главным образом лубликаторные установки Л - 210 и Л - 7/50, изготавливаемые в Белоруссии в НПО "Сейсмотехника" и УЛГИС-20М разработанная НПФ "Нефтетестсервис" (В.Б. Бурдо). Конструкция этих установок не позволяет их использовать для исследования газовых скважин.

Автономная аппаратура до последнего времени очень мало использовалась для исследования действующих газовых скважин. Это было связано как с отсутствием надежных термостойких, удобных в обращении и эксплуатации приборов, оснащенных регистрирующими устройствами с достаточно большим объемом памяти, так и с отсутствием соответствующей технологической и методической базы.

В восьмидесятые годы в составе треста "Союзгазгеофизика" была создана опытно - методическая партия во главе с Асылгаре-

евым Ф.А. Партия занималась разработкой и внедрением автономной малогабаритной аппаратуры для исследования газовых скважин с высоким содержанием агрессивных компонентов. Прибор АЦКМ - 4, разработанный Асылгареевым Ф.А. включал в себя каналы температуры, давления, турбинного расходомера и естественного гамма излучения. Информация записывалась на магнитную проволоку с помощью лентопротяжного механизма.

В целом можно отметить, что до создания описываемых в настоящей работе технологических комплексов, технических средств, обеспечивающих на современном уровне исследование действующих газовых скважин у производителей не было.

Метрологическое обеспечение геофизических исследований на сегодняшний день находится в крайне неудовлетворительном состоянии. Большинство геофизических организаций и предприятий решают вопросы метрологического обеспечения своего производства самостоятельно, что разрушает систему обеспечения единства и достоверности измерений. Метрологическое обеспечение, а также вопросы сертификации геофизической аппаратуры и оборудования в газовой отрасли требуют серьезного совершенствования.

Перечисленные в главе нерешенные задачи легли в основу диссертационной работы автора.

Во второй главе обосновываются специфические требования к технологическим комплексам для исследования действующих газовых скважин, формулируются требования к Отраслевому метрологическому центру, обосновывается создание Органа сертификации "Газпромсертгеофизика".

В первой части второй главы анализируются характеристики газожидкостной смеси действующих газовых скважин в различных термобарических условиях, а также особенности газодинамических исследований скважин на различных режимах эксплуатации.

Вначале автор обозначил проблемы, имеющиеся в области терминологии газодинамических исследований. На основе анализа научных трудов и нормативных документов с точки зрения терминов и определений, он показал, что отсутствует единство обозначений газодинамических методов и датчиков, реализующих эти методы. Это связано в первую очередь с тем, что терминология газодинамических исследований очень слабо проработана в ГОСТ 22609 - 77.

По мнению автора назрела необходимость внесения серьезных изменений в ГОСТ 22609 - 77 в части, касающейся исследования эксплуатационных скважин.

Далее рассмотрены особенности геофизических исследований действующих газовых скважин на стационарных и нестационарных режимах фильтрации и задачи, решаемые при этих исследованиях.

Отмечено, что движение газожидкостной смеси в скважинах представляет собой сложный термодинамический процесс и характеризуется различным содержанием компонентов, многообразием структур течения, взаимопереходом фаз. Изменение термобарических условий и скорости потока, увеличение количества жидкой фазы за счет выделения конденсата и конденсации паров воды приводят к изменению структуры потока и его свойств.

Учет особенностей этих процессов автор считает крайне важным для оптимального выбора методов и средств изучения газовых потоков.

Во второй части второй главы анализируются методы газодинамического каротажа и обосновываются требования к датчикам, реализующим эти методы.

Методики газодинамических исследований и интерпретации их результатов для различных скважинных условий детально описаны в трудах М.И.Кременецкого, А.И.Ипатова и других специалистов. Из анализа методик, а также существующих отраслевых и межотраслевых руководящих документов, набор методов, имеющих реальную значимость для решения газодинамических задач выглядит следующим образом: термометрия, барометрия, термоанемометрия, турбинная расходомерия, диэлькометрия и шумомерия. Для привязки результатов измерений к реперным глинистым пластам и к муфтовым соединениям колонны и насосно - компрессорных труб, комплекс необходимо дополнить методами естественной гамма активности и локации муфт.

Для оптимальной реализации набора методов в конкретных типах скважинных приборов, автор выделил два вида действующих газовых скважин:

- скважины, в которых насосно - компрессорные трубы расположены выше интервала перфорации;
- скважины, в которых насосно - компрессорные трубы перекрывают интервал перфорации.

В первом случае информативны термометрия, барометрия, термоанемометрия, турбинная расходомерия и дизелькометрия, во втором случае информативны только термометрия и шумомерия.

Соответственно необходимо разрабатывать два типа скважинных приборов: для случая, когда измерительные датчики непосредственно находятся в газовом или газо - жидкостном потоке (НКТ выше интервала перфорации) и для случая, когда датчики не имеют непосредственного контакта с исследуемым потоком (интервал перфорации перекрыт НКТ).

Далее, взяв за основу термодинамическую структуру газового потока, автор рассматривает возможности использования датчиков в качестве измерителей. По мнению автора можно говорить о точном, методически обоснованном измерении только двух его характеристик: температуры и давления. Скорость потока и фазовый состав в каждой точке измерения имеют существенную неопределенность и в общем случае не отражают интегральных характеристик потока.

Термометрия - это один из основных методов контроля за эксплуатацией. В главе описываются работы по выбору типа и конструкции датчика. Обоснование характеристик датчика производилось исходя из анализа скважинных материалов и существующих конструкций скважинных термометров. Наиболее оптимальным для разрабатываемой аппаратуры оказался датчик из медной проволоки. Он имеет низкую инерционность, хорошую линейность и стабильность показаний в широком диапазоне температур.

Барометрия - также один из основных методов изучения флюидов в стволе скважины и в пластах. Приборы, реализующие этот метод принято называть манометрами. При выборе датчика наиболее оптимальным оказалось использование серийно изготавливаемого тензорезистивного датчика мостового типа, обладающего широким диапазоном измеряемых давлений, высокой чувствительностью, хорошей линейностью характеристики и сравнительно малой температурной погрешностью, обусловленной технологической однородностью резисторов плеч моста. В работе приводятся результаты экспериментов по исследованию метрологических характеристик датчика в широком диапазоне температур.

Далее в работе описано обоснование требований и выбор датчиков индикации параметров газового или газожидкостного потока.

По мнению автора, **газовый турбинный расходомер** в отличие от турбинного расходомера для исследования нефтяных скважин, не может быть средством измерения дебита газа, так как его показания сильно зависят от структуры потока.

Автором были исследованы существующие конструкции газовых расходомеров, с пластмассовой крыльчаткой, использующиеся в аппаратуре "Метан" и "Глубина". Крыльчатка была достаточно чувствительной к низкоскоростным газовым потокам, но крайне нетехнологичной в изготовлении и имела низкую механическую прочность. Испытания этого датчика на расходомерной поверочной установке УРП - 40 (погрешность 0.5 %) проведенные по инициативе и при участии автора во Всесоюзном научно-исследовательском институте расходомерии в городе Казани, выявили ее существенную нелинейность и гистерезис.

Для устранения этих недостатков по инициативе и под руководством автора были спроектированы и изготовлены из алюминия 2 типа металлических высокочувствительных крыльчаток (6 и 12 лопастные), перекрывающие диапазон скоростей газового потока от 0.1 до 10 м/с. Сопоставительные испытания, проведенные на установке УРП - 40 показали, что разработанные крыльчатки не имеют гистерезиса и линейны в рабочем диапазоне частот (соответствующие графики представлены в работе). При равной чувствительности, механическая прочность этих крыльчаток значительно выше, чем у пластмассовых.

Термоанемометрический способ оценки расхода или термоанемометрия основан на измерении теплоотдачи нагретого тела, помещенного в поток движущегося газа. Результаты термоанемометрии сильно зависят не только от скорости омывающего его потока, но и от его состава и структуры.

В работе описаны исследования по выбору оптимальной конструкции датчика термоанемометра, приводятся результаты испытаний различных конструкций датчиков термоанемометра в газовом испытательном стенде. Оптимальной для исследования газовых потоков оказалась конструкция, в которой в качестве термочувствительного элемента используется полупроводниковый диод, через который пропускается постоянный ток, а нагревателем служит элемент на основе нихромовой проволоки.

Диэлькометрический метод индикации состава или диэлькометрия в настоящее время является практически единственным из

стандартных методов состава, позволяющим выявлять наличие воды в стволе скважины на фоне других типов жидкостей. К сожалению надежность измерений не очень высока, так как показания диэлькометра сильно зависят от структуры потока.

Учитывая, что емкостной датчик диэлькометра достаточно изучен, технологичен в изготовлении и прост в эксплуатации, автор остановился на типовой конструкции, представляющий собой изолированный металлический стержень с непроводящим покрытием.

Конструкция **технологических датчиков** (естественной гамма активности и локации муфт) не отличается от аналогичных датчиков приборов для нефтяных скважин.

Автор приводит в работе свои соображения по выбору методов и обоснованию требований к средствам исследования скважин, для случаев, **когда объект исследования находится за колошой** и не имеет непосредственной связи с измерительными датчиками. Как показано выше, такими методами являются **термометр и индикатор шума**. Эти методы также эффективны для определения перетоков за колонной.

На сегодняшний день стройной теории газовой шумометрии не существует, хотя большой вклад в это направление внесли работы таких специалистов как Ю. П. Каратаев, Ю.А. Гуторов, С.А. Николаев, А.И.Марков, А.К. Троянов.

Автор обосновывает целесообразность разработки аппаратуры для измерения уровня шумов и температуры газодинамического потока для решения задач газовой геофизики, в первую очередь индикации перетоков. В качестве датчика канала шумомера выбрана сфера из ЦТС керамики.

По мнению диссертанта, **концепция построения аппаратуры** для исследования действующих газовых скважин принципиально отличается от концепции построения аппаратуры для исследования нефтяных скважин. Это связано с описанной выше спецификой газовых потоков. Если в приборах для исследования нефтяных скважин модульное построение скважинной аппаратуры является достоинством, то в приборах для исследования газовых скважин оно не оптимально. Это связано не только с тем, что из за отдаленности датчиков друг от друга будет в определенной степени искажена информация о газовом потоке, но и с тем, что из за увеличенной длины сборки могут возникнуть сложно-

сти с преодолением избыточного давления при вводе прибора в скважину.

В приборе для газовых скважин датчики, непосредственно взаимодействующие с потоком, должны располагаться как можно ближе друг к другу. Приборы, работающие в газе с высоким содержанием агрессивных компонентов должны иметь минимально возможное число резиновых уплотнений. Турбинный расходомер должен быть концевым датчиком.

Проведенный автором анализ термобарических условий на газовых месторождениях и подземных хранилищах газа Российской Федерации, а также элементов конструкций действующих газовых скважин позволил обосновать оптимальный с точки зрения параметра цена / качество ряд модификаций аппаратуры по верхним пределам измеряемой температуры и давления, а также по диаметрам скважинных приборов. Это обеспечивает наиболее рациональное их использование на стадии эксплуатации и максимальную унификацию на стадии изготовления.

Параметрические ряды по температуре, давлению и внешнему диаметру скважинных приборов для исследования действующих газовых скважин выглядят следующим образом: по температуре - 80, 120 и 150 °С, по давлению соответственно - 25, 40 и 80 МПа, по диаметру - 36 и 42 мм.

Для исследования подавляющего большинства скважин подземных хранилищ газа оптимальны следующие характеристики: 80 °С, 25 МПа, 42 мм. Для исследования подавляющего большинства газовых месторождений эти параметры составляют соответственно 120 °С, 40 МПа, 42 мм. Модификации на 150 °С, 80 МПа и 36 мм необходимы для исследования отдельных глубоких высокотемпературных скважин.

При обосновании требований к наземным компьютеризированным регистрирующим комплексам автор учитывал, что компьютеризированный регистратор для исследования действующих газовых скважин идеологически и конструктивно не отличается от компьютеризированного регистратора для исследования открытого ствола. Основное отличие в организации системного математического обеспечения, выдающего оптимальные решения задач контроля за эксплуатацией.

В этой же части автор описывает выбор принципов построения **устьевого оборудования** для исследования действующих газовых

скважин как составной части кабельного технологического комплекса. Анализ элементов конструкции действующих скважин на газовых месторождениях и подземных хранилищах газа, а также требования существующих нормативных документов явились исходной информацией для выработки базовых требований к конструкции геофизических лубрикаторных установок. Их можно сформулировать следующим образом:

1. Лубрикаторные установки должны включать следующие основные **функциональные элементы**:

- переходник для соединения установки с буферной задвижкой;
- кабельный превентор для аварийного перекрытия скважины;
- сигнализирующее устройство (ловушку), для индикации входа прибора в лубрикатор при подъеме и предотвращения падения прибора в скважину в случае аварийного отрыва прибора от кабеля в камере лубрикатора;
- камеру для размещения прибора с грузами;
- уплотнительное устройство для герметизации кабеля;
- грузозахватное устройство для монтажа - демонтажа лубрикатора на фонтанную арматуру с помощью геофизической вышки, а также для разгрузки конструкции от изгибающих моментов, возникающих вследствие отклонения лубрикатора от вертикального положения.

2. Лубрикаторные установки для исследования действующих газовых скважин в зависимости от конкретных условий должны выбираться из нормального ряда на рабочие давления 14, 35, и 70 МПа.

3. Условный проход лубрикаторных установок должен выбираться из ряда 65 и 80 мм.

В третьей части второй главы автор обосновывает целесообразность разработки автономного технологического комплекса и формулирует требования к его составным частям.

Автономный технологический комплекс, использующий в качестве линии связи скребковую проволоку может быть, по мнению автора, эффективен при исследовании газовых эксплуатационных скважин, что обусловлено следующими **факторами**:

1. Технология с использованием скребковой проволоки существенно дешевле кабельной. Резкое снижение выталкивающей силы, за счет значительного уменьшения площади сечения проволоки

по сравнению с площадью сечения кабеля автоматически уменьшает высоту камеры лубрикатора и позволяет в большинстве случаев обходиться без грузоподъемного агрегата. В работе приводятся выполненные автором расчеты и графики, подтверждающие вышеизложенное.

2. Отсутствие кабеля уменьшает число искажений, тем самым повышая чувствительность метода. В результате этого появляется возможность решения новых задач, не решаемых кабельной технологией

3. Область использования автономной технологии значительно шире, чем кабельной, например появляется возможность исследовать скважины непосредственно в процессе прострелочно-взрывных работ или иного воздействия на пласт, в процессе испытания пластов, исследовать действующие горизонтальные скважины аппаратурой, опускаемой на трубах, оставлять приборы, непрерывно записывающие информацию на длительное время в скважинах.

Анализируя решаемые задачи, автор обосновывает технические требования к автономному скважинному прибору, в первую очередь выполняемым функциям и необходимому объему памяти. Описанные выше требования к датчикам, конструкции, а также параметрические ряды кабельных скважинных приборов в полной мере применимы к автономным.

Для определения истинной глубины точки записи, автор обосновывает необходимость разработки специального наземного автономного **устройства привязки глубины (УПГ)**, работающего синхронно со скважинным прибором и записывающего информацию о перемещении мерного ролика, установленного на лебедке или на устье скважины. В последующем эта информация должна вводиться в ПЭВМ и, наряду с информацией от канала ГК использоваться для определения истинной глубины точки записи.

Основным конструктивным отличием **лубрикаторной установки автономного технологического комплекса (АЛУ)** от ранее описанных должно быть использование вспомогательной мачты с грузоподъемной лебедкой, устанавливаемой на устье только на момент ввода прибора в скважину (извлечения прибора из скважины). Это облегчит монтаж - демонтаж и позволит отказаться от использования грузоподъемной вышки.

В четвертой части второй главы автор формулирует задачи Отраслевого метрологического центра (ОМЦ) и обосновывает создание единой структуры в г. Кимры для комплексного решения вопросов метрологического обеспечения ГИС, испытаний и сертификации геофизической аппаратуры и оборудования.

Общепризнанно, что контрольно - поверочные скважины, позволяющие оценивать метрологические параметры аппаратуры в динамическом режиме, близком к реальным условиям проведения измерений должны быть составной частью отраслевого метрологического центра. Автором сформулированы требования к контрольно - поверочным скважинам как для проверки аппаратуры исследования открытого ствола, так и для проверки аппаратуры исследования действующих газовых скважин.

В третьей главе описываются разработка кабельного и автономного технологических комплексов для исследования действующих газовых скважин, а также работы по совершенствованию метрологического обеспечения и сертификации аппаратуры и оборудования.

В первой части третьей главы описывается разработанный под руководством и при участии автора технологический комплекс для геофизических исследований действующих газовых скважин на кабеле состоящий из следующих частей:

- компьютеризированного регистратора КС - Контроль;
- скважинных приборов АГДК и АИП;
- поверочной установки УМХ - 03М;
- лубрикаторных установок УЛГ;
- грузоподъемной вышки ВГ - 2.

Компьютеризированный регистратор КС-Контроль представляет собой индустриальный компьютер с установленными в нем дополнительными специализированными платами.

Регистратор осуществляет измерение параметров, тестирование и контроль работоспособности оборудования в процессе измерений, автоматическое управление током питания скважинного прибора, перевод измеренных величин в общепринятые физические единицы на любом этапе работы.

Регистратор КС-Контроль состоит из следующих блоков: ПЭВМ с периферийными устройствами (ЭСПУ-К или принтер), адаптеров геофизической аппаратуры (АМС, АЦП, АПП, АВА, КВИ),

устройства сопряжения (УС), программно - управляемого блока питания (ПУ БП) и системного математического обеспечения (СМО)

Адаптеры реализуют работу с комплексными многопараметровыми приборами различных типов.

Коммутацию всех сигналов на адаптеры осуществляет узел сопряжения.

Программно - управляемый блок питания организует питание скважинной аппаратуры по постоянному току с автоматической стабилизацией в рабочем интервале измерений.

Работа компьютеризированного регистратора КС-Контроль в основном заключается в организации автоматизированного сбора информации от периферийных устройств с поддержкой технологии проведения ГИС. Настоящий принцип реализован с помощью **системного математического обеспечения** реального времени, обеспечивающего не только своевременную регистрацию всех информационных потоков, но и организующего интерактивный диалоговый режим с оператором.

Скважинная аппаратура газодинамического каротажа АГДК имеет измерительные каналы температуры и давления и индикаторные каналы турбинного расходомера, диэлькометра, термоанемометра, естественной гамма активности и локатора муфт.

Схемотехника аппаратуры основана на традиционных принципах геофизического приборостроения: скважинный прибор включает в себя блок датчиков, первичные преобразователи, кодировщик сигналов и телесистему.

Управление аппаратурой АГДК осуществляется станцией КС-Контроль.

Скважинная аппаратура индикации перетоков АИП имеет в своем составе датчики термометра и шумомера. Измерение температуры и уровня шума производится поочередно. Измеряемые значения температуры и уровень шума акустического поля преобразуются в частотно - модулированный сигнал, демодулируемый затем наземной панелью.

Для проведения поверки скважинной аппаратуры газодинамического каротажа разработана **поверочная установка УМХ - 03М**, которая позволяет градуировать каналы термометра и манометра. Физическую единицу температуры воспроизводит входящий в состав установки УМХ жидкостной термостат. Для обогрева корпуса

скважинного прибора используется внешняя емкость в виде трубы с герметичными сальниками и теплоизолированной стенкой.

Одновременно с градуировкой по температуре осуществляется градуировка по давлению, для чего используется грузопоршневой манометр МП - 600, подсоединяемый гибкой линией высокого давления к входному отверстию манометра на корпусе скважинного прибора.

Для герметизации устья скважины при проведении геофизических исследований разработан и серийно изготавливается **параметрический ряд лубрикаторных установок** на рабочие давления 14, 35 и 70 МПа.

Лубрикаторные установки отличаются друг от друга весом, габаритами и конструкцией основных функциональных узлов. Состоят из камеры, превентора, уплотнительного устройства, сигнализирующего устройства, грузозахватного приспособления и переходника.

В зависимости от конкретных условий эксплуатации, могут выполняться как в обычном, так и в коррозионностойком исполнении (при содержании в продукте до 25 % сероводорода)

Монтаж и демонтаж лубрикатора на устье скважины осуществляется с помощью **вышки геофизической ВГ- 2**. Вышка ВГ- 2 также обеспечивает фиксацию лубрикаторной установки при проведении спуско - подъемных операций и при проведении исследований. Она смонтирована на шасси автомобиля повышенной проходимости (Урал, Камаз,) и состоит из платформы, грузоподъемной мачты с "гуськом", лебедки с гидромотором, поворотных выносных опор, гидрооборудования с пультом управления.

Во второй части третьей главы описан автономный технологический комплекс.

Автономный технологический комплекс для исследования действующих газовых скважин создан по инициативе, под руководством и при участии диссертанта. Методическую и организационную поддержку диссертанту на начальной стадии разработки оказала научно - производственная компания "Ресурс - М" и лично ее президент В.Х. Ахияров. Прототипом скважинной части автономного технологического комплекса стала автономная аппаратура СААТП, созданная под руководством автора в начале 90-х годов.

Диссертантом были сформулированы концептуальные вопросы построения автономного технологического комплекса на современной технической базе и обоснованы возможности его использования для решения различных геофизических задач газовой отрасли. Было разработано техническое задание, разработаны, изготовлены и опробованы в скважинах экспериментальные образцы составных частей комплекса. В 1999 году завершена разработка первой очереди комплекса в составе скважинных приборов, реализующих измерение температуры и давления (приборы ТМ - 36 и ТМ - 42), температуры, давления и естественной гамма активности (ТМГК - 42), наземного устройства определения глубины (УПГ) и системного математического обеспечения. Конструкторская документация передана в опытное производство. В последующем предполагается разработать скважинные приборы с датчиками турбинного расходомера, дизельметра и локатора муфт, программное обеспечение к ним, а также завершить разработку автономной лубрикаторной установки.

В третьей части третьей главы описаны работы, выполненные автором по совершенствованию метрологического обеспечения и сертификации геофизической аппаратуры и оборудования.

В г. Кимры на территории НПФ Центргазгеофизика спроектированы и пробурены три контрольно - поверочные скважины. В первоначальном проекте предполагалось все три скважины обсадить стальной колонной. По инициативе и техническому предложению, разработанному автором и начальником геологического отдела треста "Союзгазгеофизика" А.М. Кузиным, проект был изменен. В двух скважинах были на различной глубине оставлены участки открытого ствола, в последствии аттестованные по параметрам: ΔT , МЭД, ЭК, КВ образцовыми комплектами аппаратуры. Для использования полностью обсаженной скважины 3 - КП по теоретическому обоснованию автора и при его непосредственном участии был разработан эскизный проект газодинамического стенда.

ОАО "Газпром" была разработана концепция Системы сертификации "Газпромсерт" как механизма реализации единой технической политики газовой отрасли в области повышения качества продукции. В рамках этой концепции на базе испытательных участков СКТБ ГП в г. Кимры под руководством и при непосредственном участии автора разработано техническое обоснование создания Сертификационного центра, включающего Орган серти-

фикации “Газпромсертгеофизика” и Испытательную лабораторию. Испытательная лаборатория создана, испытательные установки аттестованы.

31 марта 2000 года приказом № 40 по ОАО “Газпром” концепция введена в действие.

В четвертой главе описываются результаты промышленного использования разработанных технологических комплексов.

Кабельный вариант технологического комплекса в различных конфигурациях внедрен во всех геофизических предприятиях ДООО “Газпромгеофизика” и уже в течении ряда лет успешно используется для решения различных геофизических и геолого - промышленных задач. Этот комплекс стал важнейшим звеном количественной интерпретации результатов газодинамических исследований газовых скважин. Он объединен единым интерфейсом с системой “Геккон”, так что процесс получения и обработки информации объединен в замкнутую технологическую цепочку. В качестве характерного примера, в работе приводятся результаты исследований скважины № 89 Ставропольского ПХГ, подтверждающих высокое качество разработанного комплекса.

Автономный технологический комплекс успешно прошел опытно - промышленные испытания.

Результаты исследований и испытаний осуществленных по инициативе, под руководством и при непосредственном участии диссертанта показывают, что автономный технологический комплекс может эффективно использоваться не только в тех случаях, где традиционно применяется кабельная технология, но и может оказаться незаменимым в случаях, где кабельную технологию использовать практически невозможно. Учитывая, что эти вопросы сравнительно мало изучены, автор на конкретных примерах иллюстрирует описанные выше возможности автономного технологического комплекса.

Использование автономного технологического комплекса для исследования эксплуатационных скважин, работающих в неустановившемся режиме, автор иллюстрирует кривыми восстановления давления и температуры, записанными на скважине № 1836 Сугумутского месторождения. По той же скважине приводится пример записи термобарограммы, на которой кривая температуры записана в масштабе 0.005 °С на 1 см. По термограмме и барограмме четко

отбивается интервал перфорации и пачка воды в стволе. Несмотря на очень крупный масштаб, искажений на термограмме нет.

Высокая точность измерения давления, надежная система уязки по глубине позволяют с помощью программного обеспечения рассчитывать и выводить на принтер кривую распределения плотности флюида по стволу скважины, достоверно определять давление насыщения, глубину зоны насыщения, высоту столба жидкости и другие параметры.

Исследование высокотемпературных действующих газовых эксплуатационных скважин с аномально высоким содержанием агрессивных компонентов в продукте автор иллюстрирует материалами по Астраханскому ГКМ. В коммерческом продукте Астраханского ГКМ содержание сероводорода достигает 25 %, пластовые температуры достигают - 130 °С, давление на устье - 45 МПа. Автономными приборами изучалось состояние радиоактивных реперов на обсадных колоннах, установленных в качестве индикаторов возможных межколонных и межпластовых перетоков и исследование интервалов дренирования продуктивной толщи при спущенных до забоя НКТ. В работе приведены скважинные материалы, подтверждающие эффективность использования автономной аппаратуры в условиях Астраханского ГКМ.

Использование автономной аппаратуры для исследования скважин в процессе прострелочно - взрывных работ проиллюстрировано результатами опробования комплекса в высокопористых песчаниках Касимовского подземного газового хранилища и в среднепористых с ухудшенными фильтрационно - емкостными свойствами алевритистых песчаниках Спорышевского нефтяного месторождения. Результаты исследования позволяют оценивать фильтрационные характеристики пласта - коллектора. Методические основы для этих работ разработаны В.Х. Ахияровым совместно со специалистами ВНИИГеосистем.

Использование автономной аппаратуры с электронной энергонезависимой памятью для исследования скважин в процессе испытания пластов пластоиспытателями проиллюстрировано результатами исследования скважины № 149 Южно - Итурской площади при испытании ее пластоиспытателем ЗПКМ - 146 -2М. Эти исследования интересны тем, что замеры проводились одновременно автономным прибором ТМ - 42 и серийным глубинным манометром МСУ - 400.

Результаты интерпретации материалов, полученных с помощью автономной аппаратуры ТМ - 42 в отличие от результатов исследований МСУ - 400 позволяют оценить динамику процессов, происходящих в скважине, на этапах спуска инструмента, пакеровки, испытания пласта, восстановления давления, изменения давления и температуры после испытания пласта и подъема пластоиспытателя. Повышается оперативность исследований, исключается процесс дешифровки бланков.

Использование автономной аппаратуры для исследования газлифтных скважин проиллюстрировано исследованием газлифтной скважины 157-р Оренбургского газового месторождения.

Результаты исследований и их компьютерная обработка позволяют установить характер работы пласта ниже башмака НКТ, обводненность продукта, длительность выхода скважины на условно - стационарный режим. По результатам исследования оценивается состояние газлифтных клапанов, глубина ввода газа в лифт, герметичность газлифтного подъемника в целом и его отдельных элементов.

Далее в этой главе описано **проведение сертификационных испытаний** составных частей кабельного технологического комплекса. По результатам выполненных работ Госстандарт России занес в Госреестр и выдал Сертификаты об утверждении типа средств измерений на регистратор каротажный КС - Контроль, скважинный прибор АГДК и установку поверочную УМХ - 03М.

Описаны также результаты работ по **совершенствованию метрологического обеспечения ГИС**. Разработан проект и начато сооружение отраслевого метрологического центра в г. Кимры.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Анализ состояния дел в области разработки аппаратуры и оборудования для исследования действующих газовых скважин, а также методического и технологического обеспечения газодинамических исследований действующих газовых и газоконденсатных скважин, проведенные исследования, разработка макетов и экспериментальных образцов и их испытания позволили автору совместно с другими специалистами осуществить разработку двух модификаций технологических комплексов (кабельного и автономного) для геофизических исследований действующих газовых скважин.

Основные результаты диссертационной работы следующие:

1. Проанализированы термодинамические процессы и особенности структуры потока в действующих газовых скважинах, основные элементы конструкций действующих скважин на газовых месторождениях и подземных хранилищах газа, термобарические условия на этих объектах и на основе этого анализа, а также с учетом существующих нормативных документов и требований к унификации, выбраны и обоснованы базовые параметры и требования к конструкции скважинной и наземной аппаратуры, а также устьевого оборудования технологических комплексов для исследования действующих газовых скважин.

2. Разработан технологический комплекс для исследования действующих газовых скважин, использующий в качестве линии связи между скважинным прибором и наземным регистратором каротажный кабель. Комплекс включает в себя наряду со скважинной аппаратурой, наземным компьютеризированным регистратором, метрологическим и программным обеспечением, также весь набор устьевого оборудования, необходимый для герметизации устья при проведении исследований в действующих газовых скважинах. Основные узлы аппаратной части комплекса имеют Государственные сертификаты. Комплекс серийно изготавливается и используется в геофизических организациях ОАО «Газпром».

3. Обоснована целесообразность разработки автономного технологического комплекса для исследования действующих газовых скважин. Сформулированы требования к составным частям этого комплекса, использующего в качестве линии связи между подъемником и скважинным прибором скребковую проволоку, включающего скважинные приборы, наземный вычислительный блок, устройство привязки глубины, метрологическое и программное обеспечение, а также малогабаритную лубрикаторную установку. Завершена разработка первой очереди комплекса и ее опытно-промышленное опробывание в производственных организациях. Оценены возможности автономного технологического комплекса и на конкретных примерах доказана перспективность его использования для решения важнейших геофизических и геолого-промысловых задач.

4. Успешно проведены сертификационные испытания составных частей технологического комплекса для целей утверждения

типа с получением соответствующих сертификатов и Государственной регистрацией геофизической аппаратуры для исследования действующих газовых скважин.

5. Разработан и частично осуществлен проект отраслевого метрологического центра геофизической службы газовой отрасли, включающего полигон контрольно - поверочных скважин.

6. Разработана и частично реализована система сертификации производства геофизической аппаратуры и оборудования в рамках концепции сертификации ОАО "Газпром" - "Газпромсерт". Создана Испытательная лаборатория, аттестованы испытательные установки.

Основные положения диссертационной работы изложены в следующих публикациях:

1. Новые промыслово-геофизические технологии контроля результатов разработки месторождений углеводородов. "Геоинформатика". Москва 1996 г. №№ 4-5. (Соавторы: Ахияров В.Х. и др.)

2. Обеспечение качества и надежности геофизической аппаратуры и оборудования в системе ДОО "Газпромгеофизика". "Надежность и сертификация оборудования для нефти и газа". № 2, 1997 г.

3. Контроль качества перфорации по данным регистрации низкочастотных акустических колебаний. НТВ "Каротажник", Тверь: ГЕРС № 50, 1998 г. (Соавторы: Ахияров В.Х. и др.)

4. Технологический комплекс "Каисса" для геофизических и газогидродинамических исследований скважин на базе автономной аппаратуры с электронной энергонезависимой памятью. НТВ "Каротажник", Тверь: ГЕРС № 43, 1998 г. (Соавтор Тер - Саакян В.Г.)

5. Комплексы технических средств для геофизических исследований по контролю за разработкой месторождений и эксплуатацией подземных хранилищ газа. НТВ, "Каротажник", Тверь: ГЕРС № 43, 1998 г.

6. Автономная малогабаритная аппаратура с электронной энергонезависимой памятью для контроля за эксплуатацией Астраханского ГКМ. НТВ, "Каротажник", Тверь: ГЕРС № 49, 1998 г. (Соавторы: Петров А.Н. и др.)

7. Проблемы сертификации геофизического оборудования для исследования скважин действующего фонда в системе ОАО "Газпром". "На-

дежность и сертификация оборудования нефти и газа”, № 1, 1999 г. (Соавторы: Захарчук А.И. и др.)

8. Технологический комплекс на базе малогабаритной автономной аппаратуры с электронной энергонезависимой памятью. НТВ “Каротажник”, Тверь: ГЕРС № 59, 1999 г. (Соавтор Тер-Саакян В.Г.)

9. Комплекс устьевого геофизического оборудования для исследования эксплуатационных скважин с избыточным давлением на устье НТВ, “Каротажник”, Тверь: ГЕРС № 70, 2000 г. (Соавторы: Захарчук А.И. и др.)

10. Опыт проведения сертификации на утверждение типа СИ Геофизической продукции. Тезисы доклада на Международном симпозиуме “Метрология геофизических исследований” Уфа 2000 г. (Соавторы: Морозов А.М. и др.)

A handwritten signature in black ink, consisting of several fluid, connected strokes, likely representing the author's name.

Текст публикуется в авторской редакции
с сохранением орфографии и пунктуации.
Отпечатано в типографии издательства "ГЕРС".

Лицензия ПЛД № 74-19.
г. Тверь, ул. Новоторжская, 12Б.

Формат 60 × 84 $\frac{1}{16}$. Бумага офсетная. Гарнитура Times.
Печать офсетная. Усл. печ. л. - 1.6.
Подписано в печать 25.04.2000 г.
Тираж 100 экз. Заказ № 246.