

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

XXIV НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

**Новая геофизическая техника
и технологии для решения задач
нефтегазовых компаний**

(извлечение)

Уфа - 2018

УДК 550.832

ББК 26.2

Ю 13

Н 34

**XXIV НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «НОВАЯ ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ
ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ».**

Тезисы докладов конференции в рамках Российского Нефтегазохимического Форума и XXVI Международной специализированной выставки «Газ.Нефть.Технологии-2018».

г. Уфа, Издательство ООО «Новтек Бизнес». 2018. с.114, ил.36, табл. 14

ISBN 978-5-9908252-4-6

В сборнике представлены тезисы докладов, отражающих достижения в инновационном развитии геофизической техники и технологий при решении таких задач, как информационное сопровождение горизонтального бурения, изучение залежей с трудно извлекаемыми запасами углеводородов, интенсификация добычи, и мониторинг коэффициента извлечения нефти (КИН) и экологическая безопасность процесса добычи. Рассматриваются также новые методы исследования и интерпретации ГИС, вопросы метрологического обеспечения, новое оборудование ГРП, МГРП, ГНКТ и другая техника и технологии для нефтегазового сервиса.

Тезисы представляют интерес для широкого круга специалистов нефтегазового комплекса, научных работников и студентов профильных ВУЗов.

Тезисы докладов подготовлены к печати Отделом научно-технической информации ООО «Новтек Бизнес».

Ответственный редактор – Лаптева О.В.

Художественное оформление – Ткач В.М.

Научное редактирование – Лаптев В.В.

ISBN 978-5-9908252-4-6



9 785990 825246

ООО «Новтек Бизнес», www.novtekbusiness.com

ОРГАНИЗАТОРЫ И ПАРТНЕРЫ

Организаторы:

Геофизический кластер «Квант»

Межрегиональная общественная организация Евро-Азиатское Геофизическое Общество (МОО ЕАГО)

Международная Ассоциация научно-технического и делового сотрудничества по геофизическим исследованиям и разработкам в скважинах (Ассоциация «АИС»)

ООО «Башнефть - Петротест»

Некоммерческое объединение «Союз поддержки и развития отечественных сервисных компаний нефтегазового комплекса» (НО «Союзнефтегазсервис»)

Общественная организация Российское геологическое общество (РОСГЕО)

Национальная Ассоциация нефтегазового сервиса (НАНГС)

Информационные партнеры:

Научно-технический вестник «Каротажник»

Журналы МОО ЕАГО «Геофизика» и «Геофизический вестник»

Научно-технический журнал «Нефть.Газ.Новации»

Научно-практический журнал «Время колтюбинга»

Аналитический журнал «Нефтегазовая вертикаль»

Журнал «Нефтяное хозяйство»

Информационно-технический журнал «Сфера Нефтегаз»

Научно-технический журнал «Экспозиция Нефть Газ»

ООО «СтартНефтьГаз»

ПЕРЕДОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ВНИИГИС ДЛЯ РЕШЕНИЯ СЛОЖНЫХ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ ЗАДАЧ

*Перелыгин В.Т., Даниленко В.Н., Даниленко В.В.
ПАО НПП «ВНИИГИС» (г. Октябрьский)*

Методы исследований околоскважинного пространства.

Во ВНИИГИС продолжают работы по совершенствованию скважинной сейсмической аппаратуры в плане повышения функциональности, термостойкости (175-200°C), и использования ее совместно с наземной сейсморазведкой 2Д и 3Д. Расширяется круг задач, решаемых ВСП, не только по изучению структуры околоскважинного пространства, но и по контролю за гидроразрывом пластов, выделению застойных зон нефти в обводненных месторождениях, а также при проектировании мест заложения нагнетательных скважин при эксплуатации месторождений.

ВНИИГИС совместно с ГИТАС первые в России проводят работы методом обращенного годографа (МОГ ВСП), специфика которого позволяет изучать структуру околоскважинного пространства по всему интервалу исследования с его подзобойной частью включительно. Система наблюдений при проведении работ МОГ ВСП заключается в перемещении положений пунктов взрыва при фиксированном положении пунктов приема - приемников (от 8 до 100 зондов). По сравнению с работами непродольного ВСП модификация МОГ ВСП позволяет обеспечить более высокое соотношение сигнал-шум и существенное сокращение времени при проведении полевых работ, простой скважины уменьшается в 2 раза, при этом эффективность проведения работ возрастает в 2 раза. Всего наработано более 8 объектов, в том числе есть опыт работы в структурах Роснефти.

Для выявления в разрезах скважин продуктивных трещинных коллекторов большое значение приобретает оценка пространственной ориентации трещиноватости пород в околоскважинном пространстве. Во ВНИИГИС разработан нефтяной вариант электрического сканера диаметром 73 мм (АЭСБ-73) повышенной разрешающей способности с 16-секционным фокусированным электродом. Электрический сканер позволяет выделять интервалы трещиноватости и в комплексе с имиджерами FMI (FMS, EMI) отличать вторичную (технологическую) трещиноватость от глубоких возможно насыщенных трещин.

Созданный во ВНИИГИС индукционный наклономер удовлетворяет требованиям большой глубинности исследований и надёжного выделения крутопадающих трещин. Наклономер НИПТ-1 непрерывно сканирует околоскважинное пространство с помощью вращающегося вертикального измерительного зонда. Он «видит» слои горных пород и трещины на глубине до 0,5 м и даже те трещины, которые не пересекают ствол скважины и проходят мимо ствола.

С целью геофизических исследований в необсаженных поисково-разведочных скважинах на месторождениях твердых полезных ископаемых во ВНИИГИС разработана переносная шахтная скважинная цифровая аппаратура «ПОРТ» для точного определения мощностей проводящих рудных тел, изучения структур руд, а также угольных пластов (антрацитов).

Технологии ВНИИГИС для контроля нефте-газонасыщенности комплексом радиоактивных методов.

Разработанная в последние годы пятизондовая аппаратура КСПРК-III спектротрического нейтронного гамма каротажа, реализующая методы ЗСНГК+2ННК+СГК, обладает высокими технологическими возможностями. Эта аппаратура позволяет полностью реализовать технологию зондирования околоскважинного пространства по комплексу нейтронных методов, определить наличие и фазовое состояние углеводородных

флюидов в прискважинной зоне, а также их распределение в радиальном и вертикальном направлениях.

На основе зондирования, осуществляемого с помощью аппаратуры КСПРК-Ш, реализуется технология диагностики нетрадиционных коллекторов.

Успешно прошла опытно-промышленное опробование в Пермском Крае инновационная разработка ООО НПП «ИНГЕО» - двухзондовый скважинный прибор спектрометрического импульсного многоканального нейтронного гамма-каротажа ЦСП-2ИМКС-73. За одну спускоподъемную операцию аппаратура реализует широкий комплекс методов ГИС: спектрометрический импульсный нейтронный гамма-каротаж (ИНГК-С), в т.ч. углерод-кислородный (С/О) каротаж, импульсный нейтронный гамма-каротаж (2ИНГК), спектрометрический и интегральный гамма-каротаж (СГК, ГК) и может заменить используемый стандартный комплекс скважинных приборов ядерно-геофизических методов каротажа (С/О, ИННК, СГК) для проведения ГИС в обсаженных скважинах малого диаметра.

Контроль технического состояния нефтегазовых скважин.

Широкое распространение в России и ряде зарубежных стран, таких как Китай, Казахстан, Белоруссия и страны Ближнего Востока, получили разработанные во ВНИИГИС электромагнитные дефектоскопы ЭМДС-ТМ-42 и совместно с НПФ «ГИТАС» приборы МИД-К.

Электромагнитные дефектоскопы МИД-К обеспечены современной телеметрической системой, позволяющей передавать большие объемы информации с высокой точностью измерений. МИД-К включает три продольных и два поперечных зонда, зонд ГК, датчик давления и термометр.

Особую актуальность в трёх-четырёхколонных конструкциях скважин приобретает проблема отдельного выделения дефектов и определения толщины стенок по каждой колонне в отдельности. Становится актуальным изучение не только третьей, но и четвёртой от оси скважины колонны, а также колонн большого диаметра, до 473 - 508 - 610 мм. «ВНИИГИС» совместно с «ГИТАС» успешно реализовывает проект в данном направлении.

На основе электромагнитного дефектоскопа ЭМДС-ТМ-42 разработан прибор ЭМДС-3 с повышенной глубинностью исследований, а также новый прибор МИД-К-4 для контроля технического состояния скважин до 5-ти колонн включительно с определением толщины стенок 4-х колонн. Разработан и уже проходит скважинные испытания автономный вариант МИД-А-4.

Для обследования скважин на стадии капитального ремонта после извлечения насосно-компрессорных труб и скважин с НКТ большого диаметра разработаны приборы ЭМДС увеличенного диаметра до 48 м и 58 мм и МИД диаметром от 48 до 100мм.

В последние годы проведены исследования и разработаны магнитоимпульсные дефектоскопы с азимутальным и радиальным разрешением: МИД-К-ГК-С, МИД-СК-100. В различных модификациях аппаратуры используется от 4 до 12 датчиков.

С распространением в стране и за рубежом колтюбинговых установок, все большую популярность получает аппаратура «Дефектоскоп-колтюбинг», предназначенная для контроля, в реальном времени, технического состояния гибких насосно-компрессорных труб (ГНКТ), используемых в колтюбинговых установках.

Проходит производственные испытания внутритрубный дефектоскоп «МИД-ПТП». Аппаратура, перемещаясь вместе с потоком (нефть, газ) и сканируя внутреннюю поверхность, позволяет исследовать промышленные трубопроводы для их аттестации с последующим мониторингом, с указанием дефектов и зон коррозии, с представлением количественных диаграмм или таблиц осредненной по окружности толщины трубы в миллиметрах.

В целях обеспечения экологической безопасности эксплуатации нефтегазовых месторождений, оценки технического состояния работающей нефтегазовой скважины, в НПФ "ГИТАС" совместно со специалистами ВНИИГИС разработана специализированная малогабаритная двухмодульная аппаратура ОТСК-ОСЗП для работы через кабель и ее автономный вариант. Она включает в себя все последние разработки в области

магнитоимпульсной дефектоскопии и спектрометрического нейтронного гамма каротажа и состоит из двух комплексов аппаратур: МИД-Сканер (или МИД-4) совмещенный с пятизондовой аппаратурой КСПРК-Ш. Аппаратура ОТСК-ОСЗП может быть совмещена с любым аппаратурным комплексом диаметром от 48мм и выше.

Разработана также технология мониторинга изменения газонасыщенности подземных объектов хранения газа на основе метода переходных процессов с периодической передачей информации в центр наблюдений.

Технология глубинного промышленного мониторинга разработки месторождений.

В настоящее время системы геофизического контроля процесса добычи нефти получили новый стимул к развитию в связи с повсеместным применением совместной эксплуатации нескольких пластов одной скважиной. Для достижения данной цели была разработана телеметрическая система гидродинамических исследований скважин ТМС ГДИС «Арлан», позволяющая проводить отбор необходимых данных в режиме онлайн с помощью геофизических датчиков, размещенных на подземном добывающем оборудовании. Технология позволяет вести мониторинг ключевых параметров пласта без извлечения оборудования из скважины, с формированием архивных данных на сервере. Технология была применена на месторождениях ОАО «Роснефть» и «РН-Удмуртнефть».

Сопоставление результатов по данным групповых замерных установок (ГЗУ) и ТМС ГДИС "Арлан" позволяет сделать вывод, что технология, реализуемая телеметрической системой "Арлан", производит мониторинг данных на более высоком уровне.

Перспектива развития технологии - модернизация комплекса по дополнительному оснащению геофизических модулей датчиками, таких как резистивиметр, бестурбинный дебитомер, а также переход на низкопотребляемые контроллеры, что позволит использование стандартного погружного блока, выпускаемого серийно и, как следствие, снижение стоимости покупных изделий.

Ведется разработка комплекса с беспроводным каналом связи, что позволит расширить номенклатуру применения с возможностью охвата малоисследованных скважин, таких как скважин оборудованных ШГН, скважин ППД, горизонтальных стволов скважин.

На данном этапе производится исследования с применением комплекса ТМС ГДИС "Арлан" на более 30 скважинах.

Технологии ВНИИГИС для исследования и добычи трудноизвлекаемых запасов.

Проблемы, возникающие при заканчивании скважин на этапах разобщения пластов и вторичного вскрытия пласта в сложных геолого-технических условиях, позволяют относить эту ситуацию как проблему трудноизвлекаемых запасов. Во ВНИИГИС разработана технология вибрационного воздействия на тампонажную смесь в процессе цементирования скважин, создаваемого дебалансным вибратором на каротажном кабеле ВЭМС-Д.

Положительные результаты работ, проведенных вибраторами ВЭМС-Д на месторождении Шанли КНР и 20 скважинах месторождения Узень Казахстана, свидетельствуют об эффективности метода и эксплуатационной надежности аппаратуры.

Очевидна необходимость использования после проведения вибрационного воздействия «щадящих» методов вторичного вскрытия, одним из которых является сверлящая перфорация приборами на кабеле. Для вскрытия карбонатных коллекторов с ухудшенными фильтрационными свойствами и продуктивных объектов с глубокой зоной кольтматации в настоящее время разработан и проходит производственные опробования сверлящий перфоратор ПГСП-3 позволяющий выполнять более протяженные каналы диаметром 20 мм, глубиной до 300 мм. Логическим продолжением является разработка малогабаритного перфоратора, предназначенного для вскрытия боковых отводов, забуриваемых в скважинах старого фонда и бурящихся скважин, обсаженных трубами диаметром 114 и 127 мм

Расширены функциональные возможности ударно-депресссионной желонки УДЖ-1. За счет перехода на модульную конструкцию УДЖМ-1 (модернизированный) имеет возможность доставлять проппант на интервал гидроразрыва пласта (ГРП).

Гидродинамический каротаж приборами на кабеле, опробование пластов и сверлящие керноотборники

На сегодняшний день ВНИИГИС успешно поставляет на геофизический рынок параметрический ряд аппаратурно-методических комплексов гидродинамического каротажа (ГДК) и опробования пластов: АГИП-К, АГИС-Б и АИПД-7-10.

Совместно с АО НПФ «ГИТАС» разрабатывается аппаратура ГДК с откачкой пробы загрязненного флюида - ОИПК-3. В настоящее время опытный образец ОИПК-3 проходит стендовые испытания.

Для отбора герметичных проб жидкости и газа на заданной глубине ВНИИГИС в своем арсенале имеет пробоотборники ПГМ-36-300, ППГ-36-300, СПГ-65. Для проведения ГДИС в дополнение к пробоотборнику ПГМ-36-300 разработан автономный манометр МТГ-25. Дальнейшее развитие получил автономный пробоотборник ПГМ-36-300А для горизонтальных и наклонных скважин.

Для повышения информативности и качества образцов горных пород, отбираемых сверлящими керноотборниками, а также обеспечения соответствия их размерности стандарту исследования керна колонкового бурения разработан и проходит испытания сверлящий керноотборник СКТ-3М2, предназначенный для отбора образцов диаметром 30 мм длиной до 55 мм. Как логическое продолжение ведется разработка керноотборника для отбора образцов керна диаметром 38 мм. Учитывая современные тенденции и ежегодное увеличение объемов строительства скважин малого диаметра разработан и готовится к производству опытный образец малогабаритного сверлящего керноотборника МСК предназначенного для исследования скважин диаметром от 142 мм до 170 мм.

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ КОМПЛЕКСА ЯДЕРНО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ НА СКВАЖИНАХ ОАО «БАШНЕФТЬ»

*Даниленко В.В., Борисова Л.К.,
Машкин К.А., Коротченко А.Г.
ПАО НПП «ВНИИГИС» (г. Октябрьский)*

Информационное обеспечение эффективного управления процессом разработки требует проведения современных методов геофизических исследований в скважинах «старого фонда», а также во вновь бурящихся скважинах. К ним относятся методы ядерно-физической спектроскопии. С привлечением дополнительной информации, такой как данные геофизических исследований скважин открытого ствола, данные испытаний по площади исследований, реализуются возможности сравнения характеристик начальной и текущей насыщенности, прогнозирования притоков пластовых флюидов при освоении объектов.

В 2013 г. по инициативе ОАО «Башнефтегеофизика» НПП «ВНИИГИС» совместно с «БашНИПИ нефть» были выполнены первые опытно-промышленные испытания аппаратуры КСПРК-Ш с целью проверки эффективности применения аппаратуры при определении текущего характера насыщения коллекторов и построения объемной литологической модели горных пород в условиях обсаженных нефтегазовых скважин ОАО АНК «Башнефть». Актуальность проведенных испытаний была обусловлена необходимостью повышения точности и достоверности получения геофизической информации при исследовании обсаженных нефтегазовых скважин. Аппаратура КСПРК-Ш-90 (рис.1) реализует высокоинформативный комплекс ядерных методов SGK, 2СНГК-Ш и 2ННК, разработана ПАО НПП «ВНИИГИС» на базе хорошо зарекомендовавших себя приборов СНГК-Ш и СПРК, метрологически и методически обеспечена, отечественных и зарубежных аналогов не имеет.

Всего аппаратурой КСПРК-Ш-90 было исследовано 7 скважин (717 п.м.), 4 из которых сопровождалось исследованиями методом ИНГК, проводимыми ОАО «Башнефтегеофизика», что позволило выполнить сопоставление результатов и оценить эффективность применения КСПРК-Ш-90 для решения поставленных задач.

В результате опытно-промышленных испытаний 2013 г. были сделаны выводы об эффективности применения КСПРК-Ш-90 в обсаженных скважинах при оптимальных условиях применения (скважины диаметром не более 220 мм, обсаженные колонной 5-6”) и предложено продолжить испытания.

В 2016 г. испытания были продолжены. В комплекс исследований помимо ИНГК был также включен С/О-каротаж. Измерения импульсными модификациями ядерного каротажа выполнялись ПАО НПП «ВНИИГИС» аппаратурой ЦСП-С/О-90 (рис. 2) и ЦСП-2ИНГК-43М (рис. 3). Дополнительно выполнялись исследования методом сканирующей магнитоимпульсной дефектоскопии с аппаратурой МИД-С ЗАО НПФ «ГИТАС», позволившие определить характеристики и целостность обсадных колонн.

Всего было исследовано 6 скважин (809 п.м). Результаты определений текущего характера насыщения аппаратурой КСПРК-Ш-90, С/О-каротажа и ИНГК по 4 скважинам сопоставлялись также с данными освоения пластов. Исследования выполнялись согласно Технической инструкции и инструкциям по эксплуатации аппаратуры. Регистрация спектров осуществлялась по времени (10 сек.) со скоростью каротажа не более 130 м/ч, что связано с минимально возможной скоростью, обеспечиваемой каротажным подъемником. Это обеспечило шаг дискретизации измерений не более 35 см.

Анализ результатов опытно-промышленных испытаний показал:

Задача построения объемной литологической модели и состава глин, выделения коллекторов и определения коэффициента пористости (Кп) решается независимо от типа геологического разреза.

Задача определения текущего насыщения коллекторов и определения коэффициента нефтегазонасыщенности (Кнг) всеми методами (КСПРК-Ш, С/О и ИНГК) решается в соответствии с их особенностями и глубиной исследований и не противоречит результатам опробования пластов. Сопоставление определения текущего насыщения коллекторов методами КСПРК-Ш, С/О и ИНГК выявило хорошую сходимость результатов.

Применение технологий интерпретации методов позволяет осуществить радиальное зондирование прискважинной зоны по нейтронным свойствам, на основании которого определить неоднородность фазового состояния углеводородного флюида в радиальном и вертикальном направлении с раздельной оценкой коэффициента нефтенасыщенности (Кн) и коэффициента газонасыщенности (Кг), а также оценить степень заполнения заколонного пространства цементным камнем.

Эффективность методики значительно возрастает при временных замерах в открытом стволе и в обсаженной скважине (2-3 суток после обсадки и цементирования), поскольку позволяет не только определить характер текущего насыщения коллекторов, но и выявлять трещиноватые нефтегазонасыщенные коллектора в низкопористом карбонатном разрезе по повышенному содержанию свободного газа в прискважинной зоне.

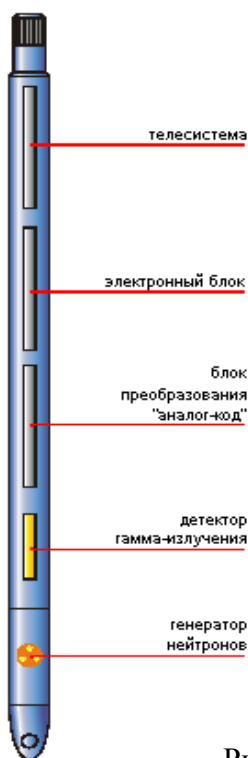
Эффективность применения ЯГФМ в скважинах старого фонда существенно повышается при включении в комплекс исследований сканирующей магнито-импульсной дефектоскопии.

Таким образом, при соблюдении оптимальных условий применения методов, опытно-промышленные испытания аппаратуры ЯГФМ на объектах ОАО АНК «Башнефть» показали эффективность ее использования при исследовании обсаженных скважин старого фонда.



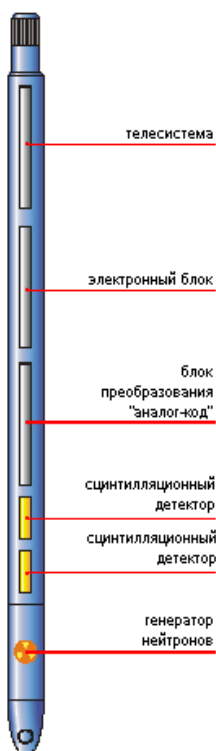
Технические характеристики	
Зонд ННКт	2
Зонд СНГК-Ш	2(4 спектра по 256 каналов)
Зонд СГК	1 (1 спектр 256 каналов)
Энергетический диапазон регистрации гамма-квантов канала СГК, МэВ	0.1-3.0
Энергетический диапазон регистрации гамма-квантов СНГК полного спектра, МэВ	0.1-8.0
Энергетический диапазон регистрации гамма-квантов СНГК низкоэнергетической области спектра, МэВ	0.1-0.6
Энергетическое разрешение каналов СГК и СНГК по пику ¹³⁷ Cs, % не более	+ 15
Максимальная рабочая температура, °С:	150
Максимальное рабочее давление, МПа:	100
Диаметр, мм:	90
Длина, мм:	3150
Общая масса, кг	100

Рис. 1 – Аппаратура КСПРК-Ш



Технические характеристики	
Статистическая погрешность определения	
параметров С/О и Са/Si, % :	±2
Разрешение по линии Cs-137, не более %:	12
Код передачи данных:	Манчестер-2
Максимальная рабочая температура, °С:	120
Максимальное рабочее давление, МПа:	60
Скорость каротажа, не более м/час:	100
Диаметр, мм:	100
Длина, мм:	3100
Общая масса, кг	60

Рис.2. Аппаратура спектрометрического импульсного нейтронного гамма-каротажа ЦСП-С/О-90



Технические характеристики	
Основная относительная погрешность определения сечения захвата тепловых нейтронов (Σ_a), %:	±2
Диапазон измерения водонасыщенной пористости (W), %:	0.8-40
Код передачи данных:	Манчестер-2
Максимальная рабочая температура, °С:	120
Максимальное рабочее давление, МПа:	100
Скорость каротажа, не более м/час:	150
Диаметр, мм:	43
Длина, мм:	3000
Общая масса, кг	20

Рис.3. Аппаратура двухзондового импульсного нейтронного гамма-каротажа ЦСП-2ИНГК-43М

XXIV НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ «НОВАЯ ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ». Тезисы докладов конференции в рамках XXVI Международной специализированной выставки «Газ.Нефть.Технологии-2018».

г.Уфа, Издательство ООО «Новтек Бизнес». 2018. с.114, ил.36, табл. 14
ISBN 978-5-9908252-4-6

Научное редактирование – Лаптев В.В.
Ответственный редактор – Лаптева О.В.
Художественное оформление – Ткач В.М.

Издательство ООО «Новтек Бизнес»
450520, Уфимский район, село Нижегородка, ул. Чапаева, д.26
(347) 222-45-11
www.novtekbusiness.com

Подписано в печать 15.05.2018г.
Тираж 150 экз. Заказ №_____.

Отпечатано с оригинал-макета в печатном салоне АмегаПРИНТ
г. Уфа, 8 Марта, 32/1