

Министерство образования и науки Российской Федерации
Казанский государственный энергетический университет

Кашаев Р.С., Кубанго Б.Э.

**Проточные ЯМР-анализаторы для
контроля скважинной жидкости,
сырой нефти и нефтяных
дисперсных систем**

монография

ISBN 978-5-4480-0076-8



9 785448 000768

Тамбов – Казань
2016



ukonf.com/mon

Кашаев Р.С., Кубанго Б.Э.

Проточные ЯМР-анализаторы для контроля скважинной жидкости, сырой нефти и нефтяных дисперсных систем: монография. М-во образования и науки РФ, Казанский государственный энергетический университет. Тамбов-Казань: ООО «Консалтинговая компания Юком», 2016. 82 с.

ISBN 978-5-4480-0076-8

DOI: 10.17117/mon.2016.11.01

<https://ukonf.com/doc/mon.2016.11.01.pdf>

РИНЦ: <http://elibrary.ru/item.asp?id=27503960>

Информация об авторах:

Кашаев Рустем Султан-Хамитович, д.т.н., проф. КГЭУ, г. Казань

Кубанго Баб Эдуардо, магистр, КГЭУ, г. Казань

В монографии раскрываются способы, устройства и модель измерения физико-химических параметров скважинной жидкости с помощью проточных ПМР-анализаторов, которые могут быть использованы в технологии добычи, подготовки и переработки нефти, производства нефтепродуктов и использования топлив и эмульсий на их основе по данным оперативной информации, получаемой с проточных ПМР-анализаторов, контролирующих процесс на потоке.

Монография предназначена для работников нефтегазовой промышленности, исследователей, преподавателей и студентов вузов.

Информация об издании предоставлена в систему Российского индекса научного цитирования – **РИНЦ** по договору № 856-08/2013К.

Электронная версия опубликована в **Электронной библиотеке** (*свидетельство о регистрации СМИ Эл № ФС 77-57716*) и находится в свободном доступе на сайте: **ukonf.com/mon**

Монография. Формат 60×84/16. Усл. печ. л. 5,13. Тираж 500 экз.

Издательство ООО «Консалтинговая компания Юком»

Адрес редакции: Россия, 392000, г. Тамбов, а/я 44

E-mail: mon@ukonf.com

© 2016, Кашаев Р.С., Кубанго Б.Э.

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|--|-----------|
| ВВЕДЕНИЕ | 4 |
| Глава 1. Обзор промышленной аппаратуры для контроля и анализа нефтяных дисперсных систем | 6 |
| 1.1. Анализ водо-газо-нефтяной смеси (скважинной жидкости) | 7 |
| 1.2. Многофазные расходомеры (МФР) | 11 |
| 1.3. Групповые замерные установки..... | 16 |
| 1.4. Измерения показателей качества нефти и нефтепродуктов. Система измерения количества и показателей качества нефти и нефтепродуктов, газового конденсата (СИКН) | 22 |
| 1.5. Структуры потоков и представительность пробоотбора | 25 |
| Глава 2. Промышленные проточные анализаторы контроля нефти. | 29 |
| 2.1. Датчики и анализаторы расхода | 29 |
| 2.2. Датчики концентрации воды в нефти..... | 32 |
| 2.3. Датчики измерения газосодержания в нефти | 37 |
| 2.4. Датчики измерения плотности нефти | 39 |
| 2.5. Датчики измерения вязкости нефти..... | 40 |
| Глава 3. Применение метода Ядерного Магнитного Резонанса для контроля параметров нефти | 42 |
| 3.1. Анализаторы расхода, основанные на методе ЯМР | 42 |
| 3.2. ЯМР-анализаторы многофазных потоков..... | 42 |
| 3.3. ЯМР-анализаторы (ЯМРА) нового поколения | 44 |
| 3.4. Проточный анализатор второго поколения ЯМРА II..... | 50 |
| 3.5. Проточный анализатор ЯМРА III | 55 |
| 3.6. Метрологическое обеспечение достоверности измерений | 59 |
| Глава 4. Методики измерения параметров скважинной жидкости ... | 63 |
| 4.1. ЯМРР-методики контроля скважинной жидкости по ГОСТ 8-615-2005..... | 63 |
| 4.2. Моделирование процесса измерения параметров скважинной жидкости в программном пакете <i>LabView</i> | 69 |
| ЗАКЛЮЧЕНИЕ | 77 |
| СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ..... | 78 |

ВВЕДЕНИЕ

Технологии добычи, подготовки и переработки нефти, производства нефтепродуктов и использования топлив и эмульсий на их основе в значительной степени зависят от оперативной информации, получаемой с анализаторов и датчиков, контролирующих процесс на потоке. Результаты измерений характеризуют состояние разрабатываемого участка недр и позволяют выбирать оптимальные технологии переработки сырья.

Но используемые в настоящее время на нефтепромыслах методы контроля недостаточно оперативны и требуются методики и анализаторы для экспресс-контроля по широкому набору показателей во всем диапазоне их изменений для эффективного управления процессом добычи, переработки и подготовки нефти по: ГОСТ Р 8.575-2004 Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений [1], ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия [2], Рекомендациям по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти (Приказ Минэнерго №69 от 31.03.2005 [3], ГОСТ Р 8.615-2005 ГСИ. Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования [4].

По последнему ГОСТ 8.615-2005 ГСИ должны быть выполнены условия:

- погрешности измерений массы жидкости: $\pm 2.5 \%$;
- погрешности измерений массы нетто нефти: $\pm 6.0 \%$ при обводненности $W < 70 \%$; $\pm 15.0 \%$ при $W < 95 \%$; $\pm 30.0 \%$ при $W < 98\%$;
- погрешности измерений объема нефтяного газа: $\pm 5.0 \%$.

Требования к погрешности измерений по каждому лицензионному участку

- относительные погрешности измерений массы нефти: $\pm 0.35 \%$ при $W < 5 \%$; $\pm 0.4 \%$ при $W < 10 \%$; $\pm 1.5 \%$ при $W < 20 \%$; $\pm 2.5 \%$ при $W < 50 \%$; $\pm 5.0 \%$ при $W < 70 \%$; $\pm 15 \%$ при $W < 85 \%$. Кроме того, ГОСТ требует определения плотности компонентов добываемой скважинной жидкости (СКЖ).

Выполнение ГОСТ 8.615-2005 ГСИ требует целого набора анализаторов, обеспечивающих измерение отдельных параметров и/или измерительных комплексов.

Данные задачи можно решить, используя анализаторы на основе ядерного (протонного) магнитного резонанса (ЯМР) методом ядерной (протонной) магнитно-резонансной релаксометрии (ЯМРР), позволяющего без пробоподготовки в автоматическом режиме и на потоке проводить экспресс-контроль и анализ параметров сырья и нефтепродуктов. Метод ЯМР не требует подготовки пробы, обладает многопараметричностью анализа, является взрыво-, пожаро-, радиационно и токсически безопасным вследствие своей неконтактности и возможности расположения датчика на безопасном расстоянии от электронного блока и оператора.

Однако отечественной промышленностью релаксометры и спектрометры ПМР, а также промышленные анализаторы, основанные на данном явлении, не выпускаются. Аппаратура ЯМР разрабатываемая как отечественными, так и зарубежными инженерами, имеет ограничения, связанные с недостатком методик измерений, не обладает достаточной автономностью и компактностью для ее оперативного использования в полуавтоматическом (ручном) экспресс-контроле в технологической цепочке или при непосредственном анализе экологической природной ситуации.

Поэтому ЯМР-анализаторы при промышленном экспресс-контроле практически не применяются, хотя прогресс налицо и уже сейчас метод ЯМРР является основой для официально утвержденных и используемых стандартных аналитических методов измерения: содержания твердого жира SFC (ISO8292) и масличности и влажности семян (ISO10565), содержания водорода в топливе (ASTM D717), нефтенасыщенности кернов и др.

Глава 1. Обзор промышленной аппаратуры для контроля и анализа нефтяных дисперсных систем

Одной из наиболее важных задач, возникающих при добыче, подготовке и переработке нефти, использовании энергоносителей, анализе окружающей среды, является необходимость экспресс-анализа состава и характеристик сырья и нефтепродуктов: концентрации воды, дисперсности эмульсий, вязкости, плотности, концентрации серы, асфальтенов, смол и парафинов.

Сложность измерений количества и физико-химических свойств (ФХС) добываемой из недр нефти состоит в том, что скважинная жидкость (СКЖ) содержит, и часто в больших количествах, газ и посторонние компоненты, образующие балласт (пластовую воду, соли и механические примеси). Количество газа и балласта в СКЖ непостоянно, что приводит к нестабильности структуры и физических свойств газожидкостного потока. Точность определения количества «нетто» нефти зависит от точности измерений количества нефти, газа, воды и балласта. Применение расходомеров в практических условиях существенно отличаются от идеальных лабораторных. В то время, как максимально допустимые погрешности при поверке счетчиков нефти и систем в нефтепроводах, согласно Рекомендациям МОЗМ Р 117 [5] составляют $\pm 0,2\%$ и $\pm 0,3\%$ (для остальных измерительных систем для жидкостей кроме воды $\pm 0,5\%$), специалисты (Вендт, Нигматуллин, Тухватуллин) считают, что действительно достигаемые значения погрешностей на месте эксплуатации в 3-5 раз хуже [6].

По ГОСТ 8.615-2005 измерение количества нефти, добытой по участку недр, осуществляется при помощи системы измерений количества и нефти «сырой» (СИКНС), представляющей собой совокупность функционально объединенных средств измерений, систем обработки информации и технологического оборудования. В настоящее время реализуются два метода определения количества нефти в потоке с применением СИКНС: прямой метод измерения массы с использованием преобразователей массового расхода; косвенный метод динамических измерений, при котором измеряют объем и плотность СН с использованием объемных преобразователей расхода и плотности нефти. Массу нефти определяют как произведение измеренных объемов и плотности нефти, приведенных к одинаковым условиям (температуры и давления). Основное влияние на погрешность измерений СИКНС оказывает газ. Несмотря на то, что в СИКНС нефть попадает после предварительной дегазации на сепарационных установках, в кубометре СН может содержаться до $0,02\text{ м}^3$ газа, но как правило, на СИКНС его объемное содержание не превышает 3%. Влияние на измерения газа оказывает структура газожидкостного потока, которая часто меняется.

Промышленные анализаторы контроля на потоке гетерогенных многофазных жидкостей – водо-газо-нефтяных смесей, эмульсий и дисперсий практически отсутствуют, хотя определенные предпосылки к этому возникли. Так, в журнале *Chemical Engineering* сообщалось о создании в *Imperial Colledge (London)* анализатора компонентного состава (на основе гамма-радиационного датчика) и расхода многофазных потоков *Mixmeter*. Консорциумом фирм *Petrobras, Mobil, Total, Texaco* создан опытный образец. Фирма *Jiskoot Autocentral (Tunbridge, США)* лицензировала технологию и готова к коммерческому производству анализатора.

1.1. Анализ водо-газо-нефтяной смеси (скважинной жидкости)

Автоматизация контроля параметров добываемой скважинной жидкости (СКЖ), сырой нефти (СН) и природного битума (ПБ) является актуальной задачей особенно в условиях добычи на малодебитных, высокообводненных скважинах. В процессе добычи и транспортировки скважинной жидкости меняется дисперсное распределение капель вследствие диссипации энергии на кранах, насосах, поворотах труб и др. Поэтому аппаратура для анализа является достаточно сложной.

Особое внимание уделяется системе пробоотбора, поскольку часто требуется анализ массового расхода каждой компоненты в многокомпонентных жидких системах, который усложняется твердыми примесями (глина, твердые частицы нефтяного происхождения, ржавчина).

Другая проблема – точное определение концентрации воды в сырой нефти. Такие анализаторы необходимы как на месторождениях на поздней стадии нефтедобычи с высокой обводненностью, так и на отдаленных автоматических скважинах и морских платформах.

Если контроль параметров потока (расхода компонент, влажности, газонасыщенности) делается для бригадного учета, то точность контроля должна быть не хуже 4 %. Системы же измерения, в которых осуществляется разделение компонент на составляющие (водо- и газоотделение) обычно дают ошибку до 25 %. Поэтому в настоящее время стремятся применять системы анализа потока без разделения компонент, что влечет затраты на транспортировку и переработку балластной воды и при анализе приходится использовать статическое или динамическое перемешивание смеси.

Измерения компонентного состава скважинной жидкости и ее плотности, требуемые по новому ГОСТ 8.615 -2005, в настоящее время осуществляются с помощью ряда физических методов.

Промышленный поточный контроль влажности нефти в настоящее время осуществляется в целях бригадного (сырой нефти) и коммерческого (товарной нефти) учета. Для этого (при влажностях меньше 50%) на нефтепромыслах используется способ измерения влажности скважинной жидкости на групповой замерной установке (ГЗУ).

Наиболее распространенным является диэлькометрический метод, основанный на измерении электрической емкости смеси, например цифровым анализатором ЦВН-2С, а за рубежом *AQUASYST WMC 5250Z* (фирмы *Endress+Hausser Ltd., Manchester*). Он позволяет определять влажность нефти с точностью $\pm 2-3 \%$, но ограничен диапазоном $0 - 60 \%$ влажности, поскольку при более высокой концентрации воды наступает инверсия фаз – переход от эмульсии типа вода в нефти к эмульсии типа нефть в воде. В то же время разработка скважин на поздних стадиях добычи нефти требует измерений в диапазоне $0 - 98 \%$ влажности.

Другим, использующим электромагнитное поглощение, является способ фирмы *AGAR Corporation (Houston, Texas)*, реализованный в анализаторе *AGAR OW-101* в высокочастотной области (4 МГц) электромагнитного спектра. Диапазон измерений по рекламному проспекту составляет $0-100\%$. Непрерывность диапазона измерений $0-100\%$ достигается путем компьютерной “сшивки” градуировочной кривой в области инверсии фаз. Однако исследования, проведенные в ходе Всесоюзного совещания по влагометрии (Саратов), показали, что при концентрациях воды $W = 60-80\%$ погрешность достигает 30% .

Применением диэлькометрических методов в СВЧ – диапазоне построенных с использованием проходящей или отраженной волны, резонаторного, волноводного и других методов, можно добиться существенного уменьшения влияния химического состава. Однако им также присущи недостатки диэлькометрических методов: возникновение дополнительной погрешности от воздействия на контролируемую среду внешним электрическим полем; возможность электрического пробоя в измерительном датчике при большой влажности; изменение мощности, потребляемой генератором вследствие изменения активной составляющей контролируемой среды; необходимость компенсации одного из диэлектрических параметров (тангенса угла потерь или диэлектрической проницаемости) при определении другого параметра.

Гамма- и СВЧ- анализаторы, основанные на измерении плотности смеси и наиболее распространенные в западных странах, имеют такой существенный недостаток, как радиация и СВЧ-излучение, и также подвержены влиянию инверсии фаз.

Ультразвуковые и Кориолесовы анализаторы влажности требуют установки в потоке статических и динамических гомогенизаторов, потребляющих большое количество энергии потока. Реально же измерение сырой нефти в настоящее время производится вручную и путем отбора проб в байпасе пропорционально потоку по стандарту – ISO 3171.

Таким образом, практически отсутствуют анализаторы концентрации воды и нефти на весь диапазон $0-100 \%$, не говоря уже об анализаторах скважинной жидкости, содержащей газовую компоненту. Отечественная разработка – влагомер ВСН-1 (НПО «Саратовнефтегаз») предназначен для автоматического вычисления влажности, объема безводной нефти, процентного содержания свободной воды в объеме нефти, добытой за заданный проме-

жуток времени. В нем вычислитель работает совместно с цифровым диэлектрическим влагомером и турбинным расходомером типа «Турбоквант» или «Норд-Э-3М». Однако содержание свободного газа, при котором обеспечивалась погрешность измерений $\pm 4\%$, не должно превышать 1% , объемный расход должен составлять не менее $2,5$ л/с. Такие условия измерений являются скорее исключением, чем правилом. Время измерения зависит от времени интервала измерения.

Десятилетиями нефтедобывающая промышленность стремилась разработать систему замера дебита и физико-химических свойств (ФХС) скважинных жидкостей (СКЖ) и топливных смесей, не разделяя их на фазы, не используя движущихся деталей (Тоски, Ханссен, Смит) [7].

При разработке месторождений нефти замеры дебитов нефти, газа и воды производят дважды в сутки – то, что добыто (оперативный учет СКЖ) и то, что продано/передано (коммерческий учет сухой нефти). По ГОСТ 8.615-2005 измерения СКЖ необходимы для расчета налога. Но замеры нужны и для слежения за величиной запасов, управления работой установок, оптимизации разработки месторождения.

При смене собственника обычно требуется, чтобы замеры дебитов нефти или газа осуществлялись с точностью $0,35-0,5\%$ (Поздняков, Карандин) [8]. Однако при многократном учете одних и тех же партий нефти в системе трубопроводов погрешность может достигать $2-3\%$.

ФХС нефти определяются в лабораториях и эти данные обычно достоверны, но большая дискретность анализа не позволяют своевременно реагировать на изменения качества нефти. Особенно это проявляется при прохождении через узел учета малых партий нефти с разными свойствами от разных добывающих компаний.

Поэтому возникает задача непрерывного контроля СКЖ и сырой нефти с помощью малой автоматики, сочетая высокую точность лабораторного анализа с постоянством работы поточных анализаторов.

Контроль СКЖ осуществлялся на групповых замерных установках типа «Спутник» путем сепарации на фазы и замера дебита и качества фаз путем опроса трубопроводов с ряда скважин. Основной задачей реконструкции узлов учета является их оснащение автоматизированной системой измерения количества нефти (АСИКН).

Решение проблемы измерения добычи в устье скважины видится по опыту западных коллег в замене сложной системы сепарации СКЖ на устройства измерения всего многофазного потока (МФП), требующего минимального технического обслуживания. Их использование снижает капитальные вложения и затраты на эксплуатацию оборудования, исключает сепараторы и снижает риски разливов нефти и минимизирует негативное воздействие на окружающую среду (Scott) [9]. Эта технология МФП-измерения используется на буровых морских платформах и плавучих нефтекомплексах, позволяя производить транспортировку смешанных нефтепродуктов и СКЖ по единому подводному трубопроводу вместо нескольких (Devegowda, Scott) [10]. Измерения МФП позволяют принимать оперативные решения,

например по выбору момента закрытия скважины с высоким содержанием воды (Mehtizadeh, Ghaempanah, Scott)[11].

Препятствия на пути использования МФ-измерений являются: консерватизм и нехватка квалифицированного персонала на новые технологии; цена/восприятие новой цены; большое количество существующих установок для сепарации нефти и газа. Для преодоления этих препятствий с 2012 г. в техасском университете А&М разработан краткосрочный курс «Многофазные измерения», читаемый во всем мире; высокая цена МФП-анализаторов (МФПА) компенсируется точностью и отказом от закупок расходомеров по каждой фазе, сепараторов, резервуаров; стимулом их внедрения является также снижения расходов и возрастающий дефицит квалифицированного персонала.

В РФ определенные подвижки в использовании МФПА наметились с принятием ГОСТ 8.615-2005, с которым решено взять курс на практику развитых стран, где учет извлекаемых углеводородов ведется в основном со скважины. До этого достоверный учет велся лишь на узлах учета товарной нефти при передаче в систему трубопроводов «Транснефть». Традиционная система измерений и учета на скважинах не самоликвидируется и стратегия нефтяников – модернизация групповой замерной установки (ГЗУ) типа «Спутник. Сдерживающим фактором для перехода на МФПА является капиталоемкость. Тем не менее компании «Rohar» (Норвегия), «Agar» (США), «Weatherford» (Швейцария) теснят монополию «Schlumberger» на российском рынке, включающем 160 тыс. скважин.

ГОСТом 8.615-2005 при измерениях СКЖ предусматривается контроль не только дебита скважин, но и концентрации воды и нефти, газового фактора и плотности нефти. То есть намечен постепенный переход на многофазный анализ ФХС, таких как компонентного состава, концентраций серы, парафина и асфальто-смолистых веществ, вязкости и дисперсного распределения капель воды в эмульсиях.

Область применения МФ-измерений можно разделить на категории:

1. Многофазные -нефть-вода-газ с ничтожно малой концентрацией песка.
2. Влажный газ (газ со следовыми концентрациями воды и песка).
3. Обводненность (водонефтяные эмульсии с микрokonцентрацией песка).
4. Глинистый раствор (суспензия твердых частиц в жидкости со следовой концентрацией газа) (т.е. везде д.б. только следы песка, воды, газа).

Препятствия на пути использования МФ-измерений:

1. Преодоление консерватизма и потребность в обучении при переходе на новые технологии. В техасском университете А&М разработан краткосрочный курс «Многофазные измерения», читаем во всем мире.

2. Цена/восприятие новой цены. Сложилось мнение, что МФ-технология очень дорогостоящи. Однако не учитывалась экономия от точности МФ-измерения и отказа от закупок турбин или диафрагменных расходомеров по

каждой фазе, сепараторов, содержания резервуаров. Раньше МФИ изготавливались по индивидуальным заказам, но устойчивый рынок сбыта снизил их цену.

3. Большое количество существующих установок для сепарации нефти и газа.

1.2. Многофазные расходомеры (МФР)

Наибольшего развития МФП- измерения нашли в многофазных расходомерах (МФР). Приведем таблицу 1 с требованиями к погрешности измерений массы сырой нефти (Базыкин) [12].

Таблица 1. Требования к погрешности измерений массы сырой нефти

| Нефть добытая | Пределы допустимой относительной погрешности измерений массы, % | | | | | | |
|--|---|---|-------|-----------|-------|-------|---------------------|
| | Сырой нефти | Нефти, при содержании пластовой воды, % об. | | | | | Устанавливают в МВИ |
| | | До 70 | 70-95 | Больше 95 | | | |
| | -2.5 | -6 | -15 | | | | |
| Нефть, направленная на обезвоживание, обессоливание и стабилизирование | Нефти нетто при содержании пластовой воды, % об. | | | | | | |
| | 0-5 | 5-10 | 10-20 | 20-50 | 50-70 | 70-85 | Больше 85 |
| | -0.35 | -0.4 | -1.5 | -2.5 | -5.0 | -15 | Устанавливают в МВИ |

Имеющиеся в настоящее время многофазные расходомеры (МФР) делятся на три основные категории: 1) устройства частичного разделения фаз; 2) стационарные on-line расходомеры; 3) виртуальные расходомеры.

1. *Расходомеры частичного разделения фаз.* Их основа – компактный сепаратор для парциального разделения потока в первую очередь на газ и жидкую фазу, например с помощью сепараторов (цилиндрических циклонов) с тангенциальным ускорением (Igho, Scott)[13].

2. *Стационарные расходомеры.* Производят без разделения фаз несколько замеров скоростей перемещения отдельных фаз. При этом используются подходящие математические модели и эмпирические корреляции для решения систем уравнений, возникающих в результате разных замеров. Эта методика является наиболее компактной, но дорогостоящей. Отметим, что компактное разделение можно использовать для расширения области рабочих режимов МФР. Погрешности измерений калиброванных расходомеров (ротаметров) составляет $\pm 2\%$, а скоростей потоков – в пределах $\pm 5\%$ (Venkatachalam, Kandasamy) [14].

3. *Виртуальные расходомеры.* Эта категория МФР появилась недавно и использует замеры давления и температуры для оценки расхода потока жидкости по моделям потоков в трубопроводах. Данная методика еще не подвергалась тщательному анализу.

На рынке МФР действуют компании: *Roxar, Schlumbergeru Agar*. В 2007 г. Schlumberger изготовила 800 МФР, из которых 209 используются на подводных месторождениях. Компания Roxar реализовала 263 МФР. На 2008 г. в эксплуатации насчитывается несколько тысяч МФ-измерителей, хотя их доля в промышленных измерениях составляет менее 0,2% (Kratirov)[15].

МФР чаще всего приобретаются для новых осваиваемых месторождений и движущими факторами являются соображения безопасности, получения более точных данных и защиты окружающей среды. В нескольких случаях стимулом к установке МФР явилась токсичность газа. В других случаях стимул – возможность избавиться от сепаратора и резервуаров на установке, что снизило риски разливов нефти и выбросов газа в окружающую среду.

Появляется ряд технических новшеств. Так, нефтесервисная компания *MultiPhaseMetersAS* внедрила концепцию трехмерной СВЧ-томографии (Scheers, Wee) [16]. Расчетное давление в МФР увеличивается до 100 атм, что расширяет область их применения.

В 80-х годах наметилась тенденция к переходу к расходомерам без движущихся деталей и без остановки потока. Интерес к измерению многофазной продукции скважин без их предварительной сепарации связан с разработкой небольших морских месторождений и использованием более технологичных схем с минимумом оборудования, с платформами – спутниками, на которых присутствие эксплуатационного персонала не предусмотрено. Если контроль параметров потока (расхода компонент, влажности, газонасыщенности) делается для бригадного учета, то точность контроля должна быть не хуже 4%. Системы же измерения, в которых осуществляется разделение компонент на составляющие (водо- и газоотделение) дают ошибку до 25%. Поэтому стали применяться системы анализа потока без разделения компонент, но при этом приходилось использовать узлы статического или динамического гомогенизирования (перемешивания) смеси. Статические гомогенизаторы получают энергию перемешивания из энергии потока в трубе, и поэтому имеют ограниченный диапазон скоростей, при которых они работают – обычно начиная с 0.75 м/сек до 4 м/сек и ограничены по верхнему пределу перепадом давления.

Как это было отмечено еще в 1987 г. (Jiskoot) в журнале «Control and Instrumentation» [17], разработка расходомера, способного измерять расходы воды, нефти и газа без их разделения является целесообразным, поскольку позволяет исключить дополнительные расходы, связанные с введением испытательных сепараторов и трубопроводов. В 1989 г. профессор R.Baker [18] предложил многофазный расходомер с предварительным смесителем, пробоотборником для частичной сепарации воды и газа, с гамма-источником для определения плотности СКЖ и объемным измерителем расхода. Для измерения пропорций фаз гомогенизированной газо-жидкостной среды предлагается радиометрическое измерение плотности на источнике гамма-излучения, дополняемое измерениями давления. При наличии еще одного компонента – воды предлагается применение гамма-лучевого плотномера с использованием двух различных изотопов (Метельков) [19].

В работах [20-24] прямо или косвенно утверждается, что освоенного промышленностью многофазного расходомера нет. Однако в работе (Taharian, Nabashi) [20,21] подводятся итоги 5-летней эксплуатации на месторождении Литл Найф (Сев. Дакота, США) кориолесового массового расходомера. Отмечено улучшение точности измерений, и экономия затрат и расходов за счет отказа от сепарации продукции перед замером.

Наиболее подробная информация о разработке трехфазного расходомера фирмой *Frame Engineering* опубликована в 1991. В измерительной системе объединены статический смеситель, гамма-лучевой счетчик относительных объемов фаз с использованием двух источников излучения и расходомер переменного перепада давления, выполненный в виде сужающей трубки Вентури. Устройство промышленно выпускается уже в течение нескольких лет, причем рассчитан на давление до 80 МПа и температуру – до 175°C. В 1998 г. программа разработок *Schlumberger* была объединена с проводимыми в течение 10 лет компанией *FrameEngineering*.

Таким образом, самым широко применяемым за рубежом методом определения фракций является измерение затухания пучка гамма-лучей в потоке. Он обеспечивает приемлемую точность 5% при продолжительных периодах времени выборки. Для повышения быстродействия требуются источники излучения повышенной мощности, что влечет увеличение гамма-излучения, возрастание массы и габаритов. Но для малых доз газа погрешность доходит до 10%. Для измерения пропорций фаз гомогенизированной газо-жидкостной среды предлагается радиометрическое измерение плотности, дополняемое измерениями давления. При наличии воды предлагается применение гамма-лучевого плотномера с использованием двух различных изотопов.

По результатам анализа [12] в конце 1990-х в России синонимом МФР (*multiphase flowmeters* – МРФМ) было название единственной компании, которая их продвигала на нашем рынке – *Schlumberger*. В основу устройства легла технология V_x , разработанная совместно с “*Frame Engineering*”. Впервые она стала применяться на нефтяных скважинах в 1999 г., а в 2005 г – на газоконденсатных скважинах. В основе работы запатентованного мобильного расходомера *Phase-Tester* и технологии V_x лежит комбинация трубы Вентури и фракциометра с двухпиковым гамма-источником (спектр гамма-излучения имеет пики на двух значениях энергии). Расчет расхода осуществляется на основе разработанной физической модели, учитывающей особенности многофазного потока. Технологии *Schlumberger* нашли практическое применение в исследованиях скважинного флюида для оценки рентабельности месторождения, схем закачивания и режима эксплуатации объекта разработки. Первопроходцем в этом деле стало ЗАО «Роспан Интернешнл» (дочерняя структура ТНК-ВР). Пилотные замеры на оборудовании *Schlumberger* осуществлялись в 2007 г. на Уренгойском месторождении. По мнению сотрудников «Роспан Интернешнл» МРФМ способны контролировать резкие изменения газоконденсатного фактора. Но нефтедобытчиков не устраивает цена оборудования – 200 000\$ для каждой скважины – для «Татнефть» понадобится около 10000 (60 трл. руб).

Основной сдерживающий фактор для перехода на зарубежную технологию MPFM – чрезвычайная капиталоемкость. Тем не менее «Rohar» (недавно она вошла в состав *EmersonProcessManagement*) стала продвигать концепцию интегрированного управления месторождения (IRPM) с применением многофазного расходомера третьего поколения MPFM 2600.

«Weatherford» в 2009 г. приобрела нефтесервисные активы «ТНК-ВР» и считает рентабельной замену 2-х и 3-х фазных сепараторов и АГЗУ на многофазный расходомер REMMS, созданный на основе влагомера *RedEye*, оснащенный 3-х фазным поточным контроллером. Принцип действия – метод непрерывной циклонной сепарации. Принцип действия измерителей – абсорбционная спектроскопия в ближней ИК-области спектра, при которой измерение оптической плотности осуществляется на нескольких длинах волн (разработанный нами ИК-анализатор АОЛ-101 имел наивысшую точность измерения 0,04% отн. влажности товарной нефти, получил медаль ВДНХ и был приобретен многими НГДУ [25]). Для мониторинга потоков газа без использования радиоактивного источника предлагается использовать расходомер *AlphaVS/R*. В основе системы лежит платформа *Zector* с новой электроникой, схемой электродов и новым принципом измерений.

«Agar» продвигает «мультирасходомер» MPFM – 50 –адаптированный расходомер Кориолиса с запатентованным высокоточным влагомером. Как отмечается в рекламном проспекте, небольшой размер прибора позволяет его монтировать на прицеп или шасси для замера кустов скважин.

По данным [26] на месторождениях природного битума в Венесуэле используются 23 МФ-расходомера *Agar*, способных работать в диапазоне вязкостей до 3000 сПуаз, расхода по жидкости 48-530 м³/сутки, по газу 170-530 м³/сутки, давлению и температуре до 60-80 °С, солености 2000-20000 ppm (0.2-2.0%). В США расходомеры *Agar* используют фирмы *Shell, Texaco, Conoco, BP, Amoco* показывают высокую стабильность при работе с переменным содержанием обводненности 0-100% об., 2-93% газа об. Компания *PanCanadian* с 1996 г. имеет расходомер *Agar* в эксплуатации по обслуживанию куста из 10 скважин с показателями 28-128 м³/сутки, по газу 1170-18000 Нм³/сут, обводненности до 94% при давлении 10-11 бар и температуре около 20-23 С. Максимальный газовый фактор составлял 96.6% от объема. В Индонезии компания *Caltex Pacific Indonesia* использует 4 расходомера *Agar*, позволяющие намного более оперативно реагировать на проблемы со скважинами (например, при внезапном прорыве воды и достижении ее концентрации до 97-98%, при котором необходимо прекратить откачку СКЖ). В ОАЭ расходомеры *Agar* установлены и используются компанией *Kuweit Oil Co* в диапазоне по жидкости 80-730 м³/сут с газовым фактором 207-889 при обводненности до 65%. В отзыве отмечается возможность быстрого тестирования в течение 2 часов и отсутствие необходимости внесения изменения настроек для разных скважин. В Казахстане компанией «Казгермунай», месторождение Нуралы закуплены 4 расходомера *AgarMPFM 408E* на расход потока 72-2880 м³/сутки и 909-43980 м³/сутки газа. При выборе расходомера руководствовались принципом: он должен быть полнопроходным с минимальным перепадом давления и без радиоактивных источников. В отзыве отмечалось, что

он не требует изменения внутренних настроек при изменении дебита скважин с различными физико-химическими свойствами и требует минимального обслуживания в процессе эксплуатации. При монтаже расходомера при подключении по протоколу *Mod BUS* через RS-485 приятно удивило наличие фирменного программного обеспечения, позволяющего производить мониторинг скважин в реальном времени.

В РФ на Оренбургском газоконденсатном месторождении 7-8 лет эксплуатировались 2 расходомера *Agar* в тяжелых условиях с высоким содержанием сероводорода. После истощения скважин судьба расходомеров неизвестна.

Компания «Полярное сияние» (*Polar Light Co.*, Роснефть и *Conoco Philips*) г.Усинск, Ардалинское месторождение, успешно эксплуатирует 4 расходомера начиная *Agar* с 2002 г. Расходомеры утановлены стационарно в блок-боксе с возможностью доступа персонала и осуществляют мониторинг на кусте от 2 до 5 скважин в разных диапазонах, жидкости от 143-2860 м³/сут., газа 190-3700 м³/сут. под давлением до 146 бар. Составные части расходомера *Agar* (влагомеры нефти, датчики раздела фаз для резервуаров и ЭЛОУ) эксплуатируются на: Ачинском НПЗ, Омском НПЗ, Трансбункер (Ванино), Новошахтинском НПЗ, Лукойл (Когалым), Лукойл-Коми, Нарьянмарнефтегаз. Обращает на себя внимание, что довольно высок нижний предел измерений расхода – 24 т/сут. На отечественных скважинах он гораздо ниже и составляет – 5 т/сут. Данный низкий предел доступен только ЯМР-расходомерам); наши нефтяники требуют, чтобы расходомер был с минимальным перепадом давления и без радиоактивных источников).

В РФ передвижные МФР с 2002 г. используются для нескольких целей: опробование скважин в тех случаях, когда имеющиеся расходомеры неисправны или имеют иной размер; калибровка имеющихся расходомеров; ревизия промыслового оборудования, включающего кроме расходомеров также сепараторы и задвижки, для перечня работ по техобслуживанию; оптимизация работы электрических погружных насосов (ЭПН); распределение по скважинам добываемых количеств воды, нефти и газа (определение скважин по производительности по компонентам).

В отечественной промысловой практике в 1980-х гг. предпринимались неоднократные попытки бессепарационного измерения дебита скважин на основе диафрагменных расходомеров переменного перепада давления, лопастных, как например на месторождении Эльдарово НГДУ Горскнефть ПО Грознефть при давлении в трубопроводе 4.5 МПа и расходном объемногазосодержании 0.3-0.82 и показали, что среднее расхождение составило 3% по нефти и 9.5% по газу.

Флуктуационный метод в отечественной практике по-видимому оказался наиболее теоретически и экспериментально разработанным в бессепарационном измерении и доведенным до стадии нефтепромысловых испытаний и внедрения. Метод основан на измерении интенсивности флуктуаций какого-либо параметра потока – обычно плотности, зависящей от расхода потока. Если в двухфазном потоке выделить контрольное сечение или

объем между двумя сечениями и измерять плотность в нем, то обнаруживаются флуктуации этой величины вокруг среднего значения. В 1991 г. на нефтяных скважинах Уренгойского НГКМ начались испытания и внедрения флуктуационных измерительных комплексов (разработки ГУНГ) на пяти скважинах лабораторией ЦНИПР.

ОАО «Татнефть», ОЭ НГДУ «Татнефтебитум» (г. Лениногорск) и Региональный научно-технический центр ВНИИнефть (г. Бугульма) разработали передвижную дебитомерную установку УД-30М. Она предназначена для измерения массового расхода скважинной жидкости и количества попутного газа в продукции нефтяных малодебитных скважин. Установка смонтирована на двухосном шасси автомобильного прицепа и состоит из блока подготовки продукции скважины к измерению, счетчика количества жидкости типа СКЖ и газа типа «Агат» и емкости. Продукция скважины до поступления в измерители проходит глубокую сепарацию от газа, гашение пены и пульсаций. Установка позволяет получать достоверную информацию о дебите скважин в единицах массы в осложненных условиях – пониженном газосодержании, высокой вязкости и многократном пенообразовании. Технические характеристики: диапазон измерения массового расхода: жидкости 0.5 – 30000 кг/сут, газа 0 – 65 м³/час; устьевое давление скважины – до 2.5 Мпа; предел относительной погрешности – 2.5%; вязкость измеряемой продукции – до 500 мПа·с; кратность пены – 3.

Определенные подвижки наметились с принятием ГОСТ 8.615-2005, с которым государство решило взять курс на практику развитых стран, где учет извлекаемых УВ ведется в основном со скважины. До этого достоверный учет УВ обеспечивался лишь на коммерческих узлах учета товарной нефти и газоконденсата при передаче в систему магистрального трубопроводного транспорта АК «Транснефть» и потребителям. Но традиционная система измерений и учета на скважинах перешла на стратегию нефтяников – модернизация ГЗУ типа «Спутник».

На современном этапе отечественные разработчики предложили свое «ноу-хау». Так, ОАО «ОЗНА» в кооперации с *Schlumberger* разработала стационарную измерительную установку «ОЗНА Vx» на платформе многофазного расходомера “*Phase Watcher*”. Первая установка прошла промышленные испытания в 2009 г. По словам замгендиректора «ОЗНА» потенциальных потребителей отчасти отпугивает источник ионизирующего излучения (гамма-плотномер) в составе прибора. Нефтяники также весьма консервативны и не спешат инвестировать средства в новинки.

1.3. Групповые замерные установки

Отечественные системы контроля дебита и параметров скважинной жидкости и сухой нефти используют групповые замерные установки (ГЗУ) типа **Спутник-М** по ТУ 3667-102-00148139-2001 (ОКП 36 6713), предназначенные для измерения (путем поочередного подключения) в автоматическом и ручном режиме количества скважинной жидкости, нефти, воды и

газа, добываемых из нефтяных скважин. Блок технологический (с технологическим оборудованием) и блок контроля и управления (БКУ) установкой размещаются в отопляемом помещении (блок-контейнерах).

В основе работы замерного устройства заложен гидростатический метод измерения массы продукции нефтяных скважин. Основным элементом для реализации данного метода является датчик перепада давления, что обеспечивает надежность работы установки и упрощает метрологическое обеспечение, так как не требует громоздких и энергоемких стендов. Количество подключаемых скважин от 8 до 12.

Технические характеристики Спутник – М:

– Рабочее давление технологической части установки, МПа, не более – 2.5, 4.0.

– Диапазон измерения расхода жидкости, т/сут – 1 – 400.

– Диапазон измерения расхода газа, приведенного к стандартным условиям, м³/сут – 40-20000.

Параметры рабочей среды (СКЖ):

– кинематическая вязкость – $1.5 \cdot 10^{-4} \div 5 \cdot 10^{-4}$ м²/с;

– температура рабочей среды, °С – 5-70;

– газовый фактор при нормальных условиях, нм³ – 0.1÷100;

– содержание сернистых соединений, мг/л – до 35;

– размер механических примесей, диаметром, мм, не более – 3.

Предел относительной погрешности установки при измерении, %:

– массового расхода жидкости – ± 2.5 %;

– объемного расхода газа, приведенного к стандартным условиям – ± 5.0 %;

Предел относительной погрешности при определении компонентов:

массы воды в диапазоне 5...10 % – ± 15.0 ; в диапазоне 10...95 – ± 6.0 %.

В соответствии с ГОСТ 8.615-2005 при контроле скважинной жидкости (СКЖ) требуется определять дебит (расход), влажность и газовый фактор. В первую очередь производителей интересует дебит скважин.

Рядом институтов (ТатНИПИнефт, НПО «НТЭС», БашНИПИнефть) разработаны массовый счетчик для замера дебита скважин «СКЖ» и установка «Призма» для малодобитных скважин (менее 5 м³/сут). При создании «СКЖ» ориентировались на массовый расход, поскольку при определении объемного расхода на результаты анализа влияют вязкость и плотность жидкости. Кроме того, измерение массы не требует предварительной дегазации. «СКЖ» состоит из камерного преобразователя и вычислителя, включающего электронный блок и пульт управления. Диапазон измерений расхода для «СКЖ 15-40М» составляет 0,5–15 т/сут., для «СКЖ-30-40» – 1–30 т/сут. Погрешность $\pm 2,5$ % отн., масса счетчика соответственно 53,5 и 118,5 кг. Устанавливаются «СКЖ» на автоматическую групповую замерную установку (АГЗУ) «АМК 40-8-400КМ-04.1» вместе с турбинным счетчиком «ТОР», на малогабаритную АГЗУ «АМК 40-8-7.5» без газосепарационного блока. К недостаткам «СКЖ» можно отнести использование счетчиков «ТОР» и довольно низкий верхний предел измерений (30 т/сут). СКЖ смонтирован в блок-боксе 2060×1910×2320 мм, масса 950 кг.

Интерес к измерению многофазной продукции скважин без сепарации связан также с разработкой и необходимостью обустройства небольших по запасам и морских месторождений и использованием более технологичных схем с минимумом оборудования, с применением автоматизированных платформ – спутников, на которых присутствие эксплуатационного персонала не предусмотрено. Занимаемая прибором площадь ограничивается $0,5 \times 1$ м, по высоте 2 м. Давление, при котором может эксплуатироваться датчик многофазной продукции скважин ≤ 35 МПа, размер выкидной линии 150 мм, гидравлическое сопротивление $\leq 0,1$ МПа, инерционность – 0,1 с.

При измерении в потоке приходится гомогенизировать поток пассивными или активными смесителями (гомогенизаторами). Образуются струи, скорость которых может в десятки раз превышать среднюю скорость потока и, как следствие, возникает высокая турбулентность потока. Но она неустойчива и сохраняется лишь на нескольких диаметрах после смесителя. Поток начинает расслаиваться и появляется пульсирующая разность скоростей газовой и жидкой фаз, что затрудняет измерение.

Весоизмерительная установка «АСМА-Т-01(05)-РИТЭК», предназначена для автоматического измерения в СКЖ весового объема *жидкости, нефти, воды и газового фактора (газовой фракции)*. Точность измерений (по проспекту) не зависит от вязкости, плотности, обводненности, количества растворенного газа, содержания парафина, колебаний давления и расхода измеряемой среды. Масса жидкости измеряется путем ее взвешивания после газоотделения. Весоизмерительная установка устанавливается в унифицированном блок-контейнере, и по желанию заказчика – на шасси автомобиля Урал (Т-01) или прицепе КамАЗ (Т-05).

Передвижная дебитомерная установка **УД-30М** предназначена для измерения массового расхода СКЖ и количества попутного газа нефтяных малодебитных скважин. Установка состоит из блока подготовки, счетчика количества жидкости и газа «Агат» и емкости. Продукция скважины СКЖ проходит глубокую газосепарацию, гашение пены и пульсаций. Установка позволяет получать информацию о дебите скважин в единицах массы в условиях: пониженного газосодержания, высокой вязкости и многократного пенообразования. Технические характеристики установки: диапазон измерения массового расхода: жидкости 0,5–30 т/сут, газа 0–65 м³/час; устьевое давление – до 2,5 МПа; вязкость измеряемой продукции – до 500 мПа·с; кратность пены – 3. Относительная погрешность измерений расхода жидкости $\pm 2,5$ %; объемного расхода газа ± 5 %, массовой доли воды и нефти ± 15 % для диапазона 5–10%, ± 6 % для диапазона 10–95 %.

Одна из первых автоматизированных групповых замерных установок измерения технологических параметров скважинной жидкости АГЗУ-1 позволяла осуществлять: поочередное подключение 6 скважин на замер, сепарацию газа от нефти и измерение расхода жидкости водомером, а газа – дифрагменным расходомером, смешивание жидкости с газом по окончании замера для дальнейшего совместного транспорта, отключение замерной установки, т.е. переключение исследуемой скважины на рабочий коллектор при чрезмерном повышении давления в сепараторе [27].

Ко второму поколению ГЗУ можно отнести серии АГМ (до 16 скважин) и шесть вариантов АГЗУ «Спутник» (до 24 скважин) [28] с одним замерным сепаратором и отопляемым блоком размещения. В АГЗУ «Спутник» серии А и Б метод измерения дебита заключается в накоплении жидкости в замерном сепараторе и продавливании ее через турбинный счетчик, что обеспечивает ее работу в диапазоне (200-400 куб.м/сут). На установках серии В и ВР дебит измеряется в вертикальном сепараторе по показаниям верхнего и нижнего датчиков уровня и датчика веса вибрационно-частотного типа. В серии ВМР регистрируется дебит каждой из подключенных скважин, вычисляется их суммарный дебит. В качестве массовых вибрационных расходомеров используется «РУР-Вибратор-П».

В последней серии «Спутник ГМН 40-8-500» [30] используется гидростатический метод измерения дебита – по отсчету времени заполнения от нижнего до верхнего уровня мерной емкости.

Технические данные Спутник ГМН 40-8-500:

- температура рабочей среды, °С – +5÷70;
- кинематическая вязкость, м²/с – 1·10⁻⁶ ÷ 120·10⁻⁶;
- плотность, кг/м³ – не менее 700;
- температура окружающей среды, °С, – 50÷+50;
- относительная влажность для установки, %, не более 80;
- содержание воды в нефти, %, 0÷98;
- содержание механических примесей весовых, %, не более – 0.5;
- содержание парафина по объему, %, не более – 7;
- содержание H₂S в попутном газе, %, не более – 0.3;
- количество подключаемых скважин, шт – до 8;
- диапазон расхода жидкости, т/сут – до 500; диапазон расхода газа, м³/сут – до 30 000;
- максимальное рабочее давление, МПа – 4.0;
- предел основной относительной погрешности измерений расхода, % по жидкости ± 2.5, по газу ± 4.0;
- потребляемая мощность, Вт – до 10 кВт;
- срок службы, лет: не менее 10.

Установка работает следующим образом: газо-жидкостной поток направляется в трубный сепаратор, где разделяется на газ и жидкость, которые отдельно поступают в измерительную емкость, в которой процесс сепарации продолжается. Отсепарированная жидкость накапливается в нижней части измерительной емкости, а газ через отвод В поступает в газовую линию и через открытый на сброс газа электроуправляемый трехходовой кран уходит в общий коллектор. При достижении уровнем жидкости нижнего преобразователя начинается счет времени наполнения измерительной емкости и при достижении уровнем жидкости верхнего преобразователя счет времени прекращается и начинается цикл определения количества газа. Поступающий из скважины вместе с жидкостью газ вытесняет жидкость из измерительной емкости в общий трубопровод, при этом идет счет времени. Если газа для вытеснения жидкости недостаточно, то для опрощения емкости включается насос. Объемный расход газа определяется по

значению вместимости и времени опорожнения емкости. Произведя необходимое количество циклов измерения по каждой скважине, определяют суточные дебиты по жидкости и газу. Управление переключением скважин на измерение дебита продукции скважин осуществляется автоматически. Технологическое оборудование позволяет проводить как индивидуальное, так и групповое измерение дебита скважин. Устранение загазованности в технологическом помещении обеспечивается принудительной вентиляцией.

Область применения весоизмерительной ГЗУ «Дельта-М» – системы сбора продукции нефтяных скважин и автоматизированные системы управления технологическими процессами нефтедобычи. ГЗУ «Дельта-М» состоит из блоков технологических (базового и присоединительного) и блока аппаратного. В зависимости от числа подключаемых для измерения массы жидкости скважин возможно изменение количества технологических блоков.

Работа установки основана на следующем принципе: газожидкостная смесь поступает от скважин по подводящим трубопроводам через обратные клапаны, запорно-регулирующую арматуру в камеры, определяющие вес смеси в определенном объеме камер, откуда затем попадает в выкидной коллектор и далее в систему сбора. В камерных преобразователях осуществляется непрерывное измерение расхода одновременно по всем подключенным скважинам и преобразование данные датчиков в импульсные электрические сигналы. Имеется вариант ГЗУ с устройством саморегулируемого электрообогрева взрывозащищенного исполнения.

Технические характеристики для рабочей среды СКЖ:

- температура, °С – 0÷70;
- кинематическая вязкость, м²/с – до 1.5·10⁴, при дебите до 30 т/сут – 5·10⁴;
- газовый фактор при нормальных условиях, нм³/т – 0÷100;
- плотность, кг/м³ – не менее 700;
- температура окружающей среды, °С – 40÷+40;
- относительная влажность для установки, % – 95 при 35°С;
- содержание H₂S в попутном газе, при давлении до 1.7 МПа, в % , не более – 4, при давлении более 1.7 МПа, не более – 0.02;
- количество подключаемых скважин, шт – 4÷14;
- диапазон расхода по каждой линии, т/сут – 0.5·10³÷60;
- максимальное рабочее давление, МПа – 4.0;
- потери давления в указанном диапазоне расхода, не более МПа – 0.05;
- диаметр условного прохода подводящих трубопроводов, мм – 50;
- выкидного коллектора – 100;
- относительная погрешность в диапазоне расхода, % – ± 2.5;
- потребляемая мощность, Вт – 3000;
- питание: напряжение – 220±10 В, частота – 50±1 Гц;
- срок службы, лет: для металлоконструкций и трубопроводной обвязки, не менее 12, для блока измерительного СКЖ и аппаратного блока – 6 лет.

В работе [31] автор указывает на такой недостаток АГЗУ типов «Спутник», как тот факт, что в их жидкостном канале установлены объемные измерители расхода жидкости с растворенном в ней газом, но не определяется собственно расход нефти, содержащейся в смеси.

В АГЗУ «Мера» также используется сепарационная (от газа) измерительная емкость, но в отличие от АГЗУ «Спутник», благодаря гидростатическому методу, определяется также плотность жидкостной среды. Имея априорные знания плотности воды и нефти, по плотности смеси вычисляются относительные массовые содержания воды и нефти. Но, к сожалению, гидростатический метод не обеспечивает необходимой точности при близких значениях плотностей воды и нефти. Зарубежные трехфазные расходомеры фирм Agar Corporation, Schlumberger, Roxar и других не удовлетворяют требованиям точности и экологической чистоты. Кроме того, по мнению автора они слишком дороги (~ \$ 200 000), что делает нерентабельной их установка не только на скважинах, но даже на АГЗУ.

Таблица 1. Сравнительные технические характеристики МФР

| Название МФПА (компания) | Диапазон дебита (т/сут) | Масса, кг | Погрешность, % |
|---|--|------------------|---|
| Phase Tester (Schlumberge), 2003 г. | До 2050 | 1700 | - |
| ОЗНА Vx – Schlumberge, 2009 г. | 150-6000 | 210/270/398 | ±2.5% (расход) ±5% (об.расход газа) |
| MPFM-2600 (Emerson/Rocksar), 2008г. | - | 110 | ±3% отн. |
| MPFM-50 (Agar Corporation, Inc. USA) 2009 г., частота 4 МГц Внесен в Госреестр №43523-09 | Жидкости 1-160 м3/час Газа 14-24000 м3/ч | 200 | ±2.0 % (вода и нефть) ±5% (по газу) Вязк. 0.1-200 сП Плотн. 700-1100 |
| REMMS с сепарацией (Weatherford),),2008г. | 40-2400 | 2700-4500 | ±2% (по воде и нефти) ±5% погазу |
| Alpha-Vs/R/D (Weatherford), 2009 г. ИК | 40-13000 | 200-1500 | ±2% (по воде и нефти) ±5% (по газу) |
| Ультрафлоу (Индустриальная компания, АПЗ)2001 г. | 20-400 50-1000 100-2000 | 80 100 120 | ±2.5% (расход сырой нефти) ±5% (расход газа) |
| Спутник-М с АСИКН (2006 г.) (СИБНА, Тюмень) Цена – 1.575 млн. р | 1-400 (жидк.) 40-20000 газ | | ±2.5% (расход нефти), ±5% (расход газа), ±15% (содержание воды 5-10%), ±6% (воды 10-95%) |
| МУР – расходомер многофазный универсальный (на перепаде давления в трубке Вази с обтекаемым телом) (Нефтестройкомплект, п.Октябрьский, Башкирия) (2008) | 0.5-300 | | Расход: ±1.0% (нефти), ±8% (газа), Массовой доли воды: ±1% (при 5-10% воды), ±2.5% (10-60% воды), ±4.0% (60-100%); Массы нефти: ±2.5% (5-50% воды), ±7.5% (50-80% воды), ±15.0% (80-100%), ±8% газа |

Проблемы, которые стоят перед модернизацией АГЗУ типов «Спутник» и «Мера» автор [31] видит следующие:

1. Неполная сепарация свободного газа в гравитационном сепараторе, что особенно проявляется при больших производительностях скважин. Остающееся в жидкости количество свободного газа может достигать до 20% по объему не считая растворенного газа.

2. В газовом канале имеется часть капельной жидкости, унесенной с потоком газа. Это дает большие погрешности измерения газа вследствие 50-кратной разности плотностей нефти и газа при давлении в 20 атм.

3. Структура потока при циклическом методе работы АГЗУ после сепаратора в жидкостном канале не стационарна и представляет собой либо эмульсию, либо просто смесь с большими газовыми пробками или сплошной воды.

4. Соленость пластовой воды в скважинах различна и может меняться со временем, что требует от используемых расходомеров нечувствительности к солям, либо корректировать по измеренной концентрации солей.

5. Из-за неполной сепарации счетчики, расходомеры и влагомеры вынуждены измерять двухфазную смесь, на что они не рассчитаны.

6. Большой проблемой также является представительность зондируемого объема измеряемой смеси. Метод локального зондирования, применяемый в некоторых влагомерах и трехкомпонентных расходомерах приемлем только для хорошо перемешанных смесей. Приведем сводную таблицу сравнительных технических параметров зарубежных и отечественных многофазных расходомеров.

1.4. Измерения показателей качества нефти и нефтепродуктов. Система измерения количества и показателей качества нефти и нефтепродуктов, газового конденсата (СИКН)

Для контроля сухой нефти и нефтепродуктов используется Система измерения количества и показателей качества нефти и нефтепродуктов, газового конденсата (**СИКН**), а также качественных показателей среды (ТУ 3667-002-00136352-2015).

Система предназначена для оперативного и коммерческого учета нефти и нефтепродуктов, в том числе для: автоматизированное измерения массы и массового расхода, определение компонентного состава; автоматизированный и ручной отбор пробы; автоматизированное измерение плотности, объемной доли воды; дистанционное и местное измерение давления, температуры; автоматизированное регулирование расхода в блоке измерений показателей качества.

Основные технические характеристики и технологические режимы:

– рабочий расход нефти через СИКН (м³/час): минимальный – 50, максимальный – 12610;

– производительность – (млн. т/год) – 90;

– рабочее давление нефти на входе СИКН (МПа) – 1.2;

- максимальное – 16.0;
- рабочее давление нефти на выходе СИКН (МПа) – 1.0 – 16.0;
- температура рабочей среды (°С) – +4÷50;
- температура окружающей среды (°С) – -53÷+39;
- режим управления запорной арматурой – автоматический.

*Система измерения количества и показателей качества жидких углеводородов (СИК) фирмы **ИНКОМСИСТЕМ** предназначена для определения физико-химических показателей качества рабочей среды, а также для отбора пробы для лабораторного анализа. Она состоит из блоков: фильтров (БФ), измерительных линий (БИЛ), измерений показателей качества (БИК), поверочной установки (ПУ), установки проливки прuvera, системы сбора, обработки и передачи информации (СОИ).*

Блок фильтров предназначен для очистки рабочей среды от механических примесей. Контроль степени загрязненности БФ осуществляется по перепаду давления на фильтрах (местного и дистанционного). В состав БФ входят рабочий и резервный фильтры, на входе и выходе которых устанавливается запорная арматура. В качестве фильтров применяют фильтры фирм: Инкомсистем, *Simplex S (Plenty)*, *GLS (Smith Meter)*, МИГ-Ф (БОЗНА). Допустимый перепад давления на загрязненных фильтрах – не более 0.2 МПа, сетка 3-4 мм.

БИЛ включает в себя входной/выходной коллектор, на котором установлены: термометр биметаллический, показывающий и манометр. На выходном коллекторе устанавливаются зонды для отбора пробы для БИК (по ГОСТ 2517-85 с изм.1). В БИЛ также входят резервные и контрольные измерительные линии, на которых установлены: преобразователь расхода (кориолисового, ультразвукового типов); преобразователь избыточного давления; интеллектуальный датчик температуры; термометр биметаллический, показывающий и манометр. На каждой измерительной линии устанавливается запорная аппаратура – шаровые межфланцевые краны с контролем протечек с взрывозащищенным электроприводом, позволяющая при необходимости отсекают каждую измерительную линию, переключать на контроль метрологических характеристик или на поверку.

В состав БИК входят приборы для измерений плотности, влагосодержания, вязкости, температуры, давления, компонентного состава и показателей энергосодержания. Для отбора пробы устанавливаются автоматический и ручной пробоотборники. В БИК предусмотрена возможность подключения пикнометрической установки и устройства определения свободного газа (УОСГ).

Для определения плотности используются плотномеры *Solartron* и *Caliburton*. Для определения вязкости используются вискозиметры *Solartron*.

Для определения содержания воды применяются влагомеры *Phase Dynamics*, УДВН, ВТН-1П, ВСН-1, ВСН-БОСНА, АСТАР.

Для определения компонентного состава и показателей энергосодержания используются хроматографы ведущих фирм.

Для обеспечения изокинетичности потока (равенства скорости на входе в пробоотборное устройство и скорости в основном трубопроводе) могут быть применения: насосная схема регулирования потока с частотным регулированием производительности; безнасосная схема, применяемая в случае наличия свободного газа в жидкости.

Система сбора, обработки и передачи информации (СОИ) предназначена для автоматического сбора, обработки, визуализации, регистрации информации от всех средств измерения, управления режимами работы и обслуживанием СИК, а также передачи информации в импульсной, аналоговой и цифровой форме с нижнего на верхний уровни. СОИ имеет двухуровневую функционально и территориально распределенную структуру. Нижний уровень СОИ включает: контроллер расхода, давления, температуры, установленный на измерительной линии; программируемый логический контроллер, принимающий сигналы от датчиков, инженерных систем жизнеобеспечения блок-бокса, контроля загазованности и выдающий управляющие сигналы на исполнительные механизмы; контроллер поверочной установки (или рабочего эталона расхода) для автоматической поверки счетчиков-расходмеров; преобразователи сигналов, барьеры искрозащиты; блоки бесперебойного электропитания; блоки управления исполнительными механизмами.

Верхний уровень СОИ представляет собой автоматизированное рабочее место (АРМ) на базе персонального компьютера со следующими SCADA-системами: *IFIX (FC Fanuc)*, *InTouch (Wonderware)*, *WinCC (Siemens)*, *DeltaV (Emerson)*, *Trace Mode (Adastr)*. Значения измеряемых и вносимых параметров, константы системы, а также все справочные данные, используемые программным обеспечением для выполнения функций коммерческого учета, защищены от несанкционированного изменения.

Средства измерения, входящие в состав СИК имеют следующие метрологические характеристики (по Проспекту Инкомсистем) (таблица 2).

Таблица 2. Метрологические характеристики СИК

| | |
|---|---------------------------|
| Пределы относительных погрешностей (ПОП) преобразователей расходов в рабочем диапазоне расхода (по массе) | $\pm 0.25 \%$ |
| ПОП контрольного преобразователя расходов в рабочем диапазоне расхода | $\pm 0.2 \%$ |
| Пределы допускаемой абсолютной погрешности преобразователей плотности | $\pm 0.03 \text{ кг/м}^3$ |
| Пределы допускаемой абсолютной погрешности влагомера | $\pm 0.05 \text{ кг/м}^3$ |
| ПОП дистанционных преобразователей давления | $\pm 0.085 \%$ |
| Пределы допускаемой приведенной погрешности манометров | $\pm 0.05 \%$ |
| ПОП измерений массы брутто среды | $\pm 0.25 \%$ |

Технические решения приняты в соответствии с требованиями нормативных документов на проектирование:

– МИ 2825-2003. Рекомендации ГСИ. Системы измерений количества и показателей качества нефти;

– ГОСТ Р 8.595-2002 ГСИ. Масса нефти нефтепродуктов.

- МИ 2311-94. Рекомендации. ГСИ. Расход и масса газовых конденсатов.
- ПБ 03-585-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов.
- РД 08-624-03 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности.
- СТО Газпром № 5.3-2006.

Блоки контроля качества (БКК) нефти и нефтепродуктов инженерно-производственной фирмы ОАО «Сибнефтеавтоматика» предназначены для определения качества нефти и нефтепродуктов (стабильный конденсат, нефть товарная и сырая) для коммерческих и оперативных узлов учёта, оснащенных турбинными или лопастными преобразователями расхода, и для оперативного контроля качества нефти, принимаемой в магистральные трубопроводы.

Технологическое оборудование в составе: фильтра тонкой очистки, диспергаторов, автоматических и ручных пробоотборников, поточных плотномеров и вискозиметров, датчиков давления и температуры, насоса прокачки, дренажной системы и трубной обвязки изготавливаются в блочно-модульном исполнении в отапливаемом боксе, внутри которого устанавливаются сигнализаторы загазованности и пожара, взрывозащищенные электроотопители, осветительная арматура и вентилятор.

Лицензии на проектирование 62 ПР № 02-4618 и изготовление 62 ИР № 02-4619 узлов учета нефти и БКК выданы Госгортехнадзором РФ.

Параметры измеряемой среды: рабочее давление – 2.5, 4.0, 6.3 МПа; температура $0 \div 45$ °С; содержание воды в нефти: – при коммерческом учете $0 \div 2.0$ % объемных, – при оперативном учете $0 \div 90$ % объемных; плотность $580 \div 1000$ кг/м³; вязкость $3 \div 45$ сСт.

Технические характеристики: условный проход входного и выходного трубопроводов – 50 мм; потребляемая мощность – 6 кВА; класс взрывоопасной зоны в помещении бокса – В-1а, до 0.5 м по горизонтали и вертикали от стен помещения по наружной стороне – В-1г согласно ПУЭ; степень огнестойкости блок-контейнера по СНиП 21-01-97 – III; система отопления и качества теплоизоляции блок-контейнера обеспечивает температуру внутри контейнера $\geq + 5$ °С.

1.5. Структуры потоков и представительность пробоотбора

Структуры потока двухфазных жидкостей весьма многообразны (рисунок 1).

Представительность образцов наивысшая при максимальной однородности распределения компонентов водонефтяного потока по поперечному сечению трубопровода. Для этого рекомендуется: обеспечить предварительное тщательное перемешивание и предотвращение гравитационного разделения. Это может быть достигнуто при отборе пробы из вертикального

потока. Должно выполняться условие изокинетичности отбора пробы согласно ГОСТ 2517.



Рисунок 1. Режимы течения потока нефть-вода в горизонтальной трубе

Однако одна однородность потока не обеспечивает 100 % представительности пробы, поскольку в реальных водонефтяных потоках изменение содержания воды во времени случайно. Следовательно, проба должна быть не только пропорциональна скорости, но и отбираться достаточно часто, чтобы регистрировать изменение содержания воды. Испытания [32] щелевых пробоотборных устройств (ЩПУ), установленных на вертикальном участке с учетом рекомендаций с изменением № 1 к ГОСТ 2517, показали, что представительность отобранной пробы зависит от концентрации воды в водонефтяном потоке. Действительно до 40–50 % воды эмульсия имеет тип «вода в масле», после 70 % – «масло в воде». В промежуточной области 40–70 % воды возможно существование эмульсий обоих типов. Эти трудности можно исключить использованием полнопоточных (отбором пробы всего потока) первичных преобразователей вместо пробоотборных систем. Опыт показал, что наилучшие результаты можно получить, используя в конце трубопровода массовый расходомер и полнопоточный первичный измерительный преобразователь объемной доли воды в нефти (ПИП-ВСН). Предлагается диапазон содержания воды разделить на четыре поддиапазона: 0–3 %; 2–40 %; 40–70 % и 70–100 %. Первый поддиапазон относится к товарной «сухой» нефти.

Как известно, пробоотбор сырой нефти (СН) будет полностью представительным, если анализируется 100% образца. Этого достичь практически невозможно (кроме анализа методом ЯМР), (Демьянов) [33]

Поэтому по рекомендациям фирмы «Джискут Аутоконтрол ЛТД» для повышения представительности частичного пробоотбора необходимо выполнить следующие требования:

– создать максимальную однородность компонентов в трубопроводе, поскольку представительность пробы наивысшая, если обеспечена однородность распределения компонентов по поперечному сечению трубопровода, т.е. надо либо это обеспечить, либо иметь возможность отбирать на разных уровнях сечения трубы;

– отбор образцов из откачиваемой жидкости, т.е. из вертикального потока для предотвращения гравитационного разделения компонентов;

– для предотвращения отбора искаженной пробы, отбираемая проба должна быть пропорциональна скорости движения потока, т.е. должно выполняться условие изокинетичности в соответствии с изменением №1 в ГОСТ 2517

– но это еще не обеспечивает стопроцентной представительности, поскольку в реальных системах содержание воды меняется случайным образом, поэтому проба должна отбираться часто чтобы регистрировать изменение W ;

– лабораторный анализ с правильной обработкой и смешением образцов – последняя инстанция, определяющая правильность всего пробоотбора.

На представительность пробоотбора оказывает влияние, как уже отмечалось (Jiskoot. 1987) [17] положение трубы. При горизонтальном положении трубы пробоотборника возможна ситуация, когда под действием гравитации произойдет расслоение потоков (особенно при низких скоростях) и труба будет заполнена не полностью. В этом случае по данным работы (Durand) [34] расход $Q = vS$ в такой трубе составляет:

$$Q = (A^3g/T)^{0.5} = \\ = \{g[0.5\pi R^2 - (R - H)(R^2 - (R - H)^2)^{0.5} - \\ R^2 \arcsin((R - H_2)/H)]^3 / 2(DH - H^2)^{0.5}\}^{0.5} \quad (1.1)$$

где A – зона жидкого потока в трубе, g – ускорение свободного падения, T – хорда линии (поверхности) жидкости в сечении трубы, R и D – радиус и диаметр трубы, H и H_2 – высота уровня жидкости, когда она меньше и больше радиуса R .

Анализ структуры газожидкостного потока (ГЖП) можно осуществлять с помощью установки УВТ, позволяющей с высокой точностью воспроизводить потоки в широком диапазоне параметров (Березовский, Акчуринов, Газизов и др.) [35, 36], при котором обеспечивается пузырьковая структура потока, которая наблюдается при значениях расхода выше 7 м³/час (1.94 л/с) и объемном содержании газа в жидкости ниже 15 %.

УВТ предназначена для исследования СИ параметров ГЖП, а именно объемного и массового расхода, плотности, содержания свободного газа. Массовые расходы определяются с помощью: эталонных весов и эталонных расходомеров.

УВТ обеспечивает воспроизведение и передачу следующих параметров измерения: объемного расхода жидкости в диапазоне 3·10⁻²÷40 м³/час с пределом относительной погрешности ± 0.02 % (при использовании эталонных весов) и ± 0.1 % (при использовании эталонных расходомеров); объемного расхода газа в диапазоне 18·10⁻⁵÷300 м³/час (при стандартных условиях,

температуре 20°C, давлении 101.325 кПа) с пределом относительной погрешности ± 0.25 % (при использовании блока задания расхода газа) и ± 0.3 % (при использовании блока поверки и калибровки СИ расхода газа).

Обеспечивается стабильность поддержания расхода жидкости ± 0.1 %.

Обязательным условием выполнения приведенной методики измерений – пузырьковый, мелкодисперсный режим ГЖП (при использовании УВТ газа – не более 4 %, объемный расход ГЖ- смеси – не менее 9.0 м³/час).

При известном объемном содержании $V_{\text{ПОР}}(T_V, P_V)$ жидкости в ГЖП, измеренного, пример УОСГ-100 в условиях T_V, P_V , возможна коррекция V показаний по формуле:

$$V = V_{\text{ПОР}}(T_V, P_V)[1 - \varphi(T_V, P_V)/100] \quad (1.2)$$

где $\varphi(T_V, P_V)$ – объемная доля свободного газа в жидкости в %, измеренного в условиях T_V, P_V . Дополнительная относительная погрешность измерений объема по данной методике – не менее ± 0.05 %.

Исследования показали, что отбор представительной пробы в диапазоне влажности $W = 40-70\%$ – трудная техническая задача, которую можно решить путем использования вместо пробозаборных систем полнопоточных первичных преобразователей. Предлагается всю трубу загнать в зазор магнита. Но каких размеров будет магнит для труб $\varnothing 4, 6, 8$ и 10 дюймов = $\varnothing 10.2; 15.24; 20.3$ и 25.4 см (такие диаметры труб у Alpha-VS/R/D)? Разве что томографический. В принципе, на $\varnothing 5$ см существует и успешно эксплуатируется магнит с достаточной однородностью на частоту резонанса протонов в 2 МГц фирмы *Maran (UK)* и в определенных случаях ЯМР-анализатор может быть реализован как полнопоточный. Возможно применение также магнита для томографа. Но это выльется в огромную стоимость анализатора.

Глава 2. Промышленные проточные анализаторы контроля нефти

2.1. Датчики и анализаторы расхода

Расход (дебит) – основной параметр производительности нефтедобывающих скважин, определение которого вплоть до настоящего времени является значительной проблемой. Поскольку нет возможности перечислить все марки расходомеров, рассмотрим только недостатки физических принципов контроля расхода, заложенные в их основу.

В настоящее время измерение количества жидкой продукции малодебитных скважин производится в мернике. Погрешность доходит до $\pm 20\%$. В объемных дебитомерах дискретного действия заполнение и опорожнение мерных камер осуществляется переключающими устройствами, которые являются наименее надежными элементами. Дебитометры этого типа могут работать только с сепараторами газа.

Для оперативного контроля дебита используют устьевые парциальные дебитометры, основанные на измерении небольшой доли расхода, отводимой от основного потока – в байпас. Они обеспечивают разделение потока на одинаковые по расходу струи, позволяя измерять часть жидкости, отводимой в мерник. Это особенно важно при переходе на скважины с другими гидродинамическими и физико-химическими характеристиками.

Удовлетворительно на дегазированной нефти показали себя турбинные отечественные (ВВ-50 и ВВ-80) и зарубежные фирм *Rockwell* (США) и *Woltman* (ФРГ) расходомеры. Их погрешности – $\pm 2,5\%$ на обезвоженной нефти и $\pm 4-5\%$ на водонефтяной эмульсии. Основной недостаток – они мало пригодны для жидкостей с механическими примесями и высоким газовым фактором. Исследования, проведенные на 12 турбинных расходомерах различной конструкции показывают, что даже небольшое газосодержание ведет к завышению измерений расхода на 30%. Турбинные и весовые расходомеры уязвимы к механическим повреждениям, особенно их подшипники из-за сильной вибрации, возникающей в потоке. Они дают погрешности из-за наличия движущихся деталей, поскольку происходит увеличение трения в опорах вала ротора вследствие износа, повреждения роторных лопаток механическими примесями и неоднородностями потока.

Электромагнитные расходомеры позволяют измерять только в ионсодержащих жидкостях, поэтому для нефтей малоприменимы. Расходомер имеет исполнение типа «сэндвич» с емкостными сенсорами на керамической футеровке канала и предназначен для измерений расхода также смол (паст) с низкой проводимостью (≈ 0.05 мкС/см).

Магнитоиндукционный расходомер *Sima FC2* одноименной фирмы применяют в потоках с гидроударами, в средах, содержащих газообразные и

твердые включения. Но обязательное условие отсутствия магнитных частиц. Диапазон измерений 0,1–10 м/с, точность < 0,5 %.

Ультразвуковые и доплеровские расходомеры в многофазной среде с разными размерами капель и разными их скоростями движения приводят к большим погрешностям, имеют слишком большой нижний предел измерений расхода – 3 м³/час.

Вихревые расходомеры могут работать с приемлемой погрешностью только в однородной среде типа светлых нефтепродуктов. Хорошие результаты с точностью ± 2 % получены при скоростях потоков выше 0,4 м/сек. Для газожидкостных потоков данные измерений и точности хуже из-за неустойчивости потоков и чувствительности к пульсациям.

Ультразвуковые время-импульсные расходомеры основаны на принципе измерения разности времени перемещения коротких импульсов вдоль потока по его направлению и против него. Проблема применения этого метода – в чувствительности к акустическому рассогласованию. Кроме того, наличие в среде мелких пузырьков и капель ведет к рассеянию сигнала, а нефть вызывает очень сильное затухание акустического луча. Доплеровские УЗ расходомеры, основанные на отражении акустических волн неоднородностями потока, чувствительны к эффектам профиля скоростей потока и измеряют скорость неоднородностей потока, а не его среднюю скорость. В исследованиях на горизонтальных водо-воздушных потоках получена их воспроизводимость в ± 5 %. Хуже его результаты на вертикальных потоках из-за проскальзывания фаз.

ООО «Индустриальная компания» (г.Москва) разработало МФР

«**Ультрафлоу**» для измерения дебита скважин на методах ультразвукового зондирования СКЖ, запатентованный во многих странах.

Измерение параметров потока – обводненность, скорость и объемное газосодержание производится в двух калиброванных каналах разного диаметра. Кроме того, измеряется температура и давление потока. Полученные данные используются для вычисления расходов компонентов потока методом двух сечений. В 2001 г. опытные образцы системы, изготовленные на ОАО «Арзамасский приборостроительный завод» (АПЗ) установлены на Уньвинском месторождении «Лукойл-Пермь», где вплоть до 2009 г. проходили опытную эксплуатацию. Они подтвердили свою надежность. В декабре 2011 г. на Государственном эталоне единицы массового расхода газожидкостных смесей в ФГУП «ВНИИР» проведены исследования «Ультрафлоу», которые подтвердили заявленные технические характеристики системы. В 2011 г. – 12 этих МФ-расходомеров установлено на месторождениях ОАО «Лукойл».

Расходомер шариковый скважинный (РШС) отечественной фирмы «СИБНА» предназначен для измерения расхода и давления на выходе центробежного насоса УЭЦН в процессе межпластовой перекачки воды. В его состав входят: скважинный датчик расхода, наземный блок.

Датчик расхода обеспечивает преобразование объемного расхода воды, избыточного давления в электрический сигнал и передачу измеренных данных по геофизическому кабелю в наземный блок. Приведенная по-

грешность измерения расхода и давления – не более 2.5 %. Он может эксплуатироваться при температуре среды $0 \div 100^{\circ}\text{C}$ и максимальном давлении 60 МПа.

Наземный блок обеспечивает: электрическое питание датчика расхода; измерение и индикацию текущего расхода; передачу информации по каналам телеметрии. Наземный блок может эксплуатироваться при температуре окружающего воздуха – $40^{\circ} \div + 50^{\circ}\text{C}$.

Технические характеристики РШС (по данным Проспекта): потребляемая мощность датчиком расхода и наземным блоком – по 2 Вт; наружный диаметр скважинного датчика – 117 мм; длина датчика – 550 мм;

– масса скважинного прибора – 50 кг; масса наземного прибора – 5 кг; длина линии связи между датчиком и наземным блоком ≤ 3000 м.

Расходомер, основанный на перемещении магнитного поплавка в зависимости от скорости потока, разработан фирмой *Krohne*. Измерительная система расходомера – дифференциального типа с температурной компенсацией. Однако, очевидно, что такой датчик скорости потока не будет работать в трубе при нарастании парафиновых отложений.

Большинство перечисленных расходомеров являются объемными, в то время как эксплуатация нефтепромыслового оборудования требует материального (массового) баланса, т.е. массового расхода. В этой связи все большее распространение получают *массовые расходомеры*, действие которых основано на явлении *кориолисова ускорения*.

В гироскопических и кориолисовых массовых расходомерах выпускаемых также фирмами *Shlumberger, Smith, Krohn, Danfloss, Honeywell* с диапазоном 1:20 и рекламной погрешностью однофазных потоков $\pm (0,2-0,4) \%$, используется трубка в виде буквы *U*, которая возбуждается электромагнитным устройством. Колебания подвергают каждую частицу в трубке кориолисовому ускорению, а возникающие в результате силы отклоняют трубку на величину угла, пропорциональную массовому расходу. Этот метод годится для установившихся течений без сильных флуктуаций расхода или перемежающихся структур потока. Но в неустановившихся режимах потока применение расходомеров затруднительно, поскольку возникает проблема, связанная с ускорением и замедлением многокомпонентного потока. Имеется также зависимость от плотности среды. Их применение для многофазных потоков не всегда возможно, и кроме того, имеются ограничения по диаметру проходных сечений. Верхний предел диаметра кориолисовых расходомеров – $\varnothing 150$ мм, в то время как нефтетрубопроводы имеют диаметры до $\varnothing 500-2\ 000$ мм.

В расходомере фирмы *Multi-Fluid International A/S* используется микроволновая технология, основанная на взаимодействии электромагнитных волн миллиметрового диапазона с потоком и в измерении спектра скоростей жидкой и аэрозольной фракций, сдвигов резонансных частот.

Взвешивание продукции нефтяных скважин является универсальным и надежным методом. Технические решения установок взвешивания (УВ) широко применяются для контроля количества и расхода легкой и вязкой нефти, конденсата, широкой фракции легких УВ, сжиженного газа и бензина.

К недостаткам метода относится необходимость жестких фундаментов, специальных емкостей, трубопроводов малой жесткости.

Измерительная установка «Квант» позволяет измерять дебит до $200 \text{ м}^3/\text{сут}$ с погрешностью $\pm 2,5 \%$, содержание воды в нефти в диапазоне 3–95 % с погрешностью $\pm 5 \%$, свободного газа $\pm 4 \%$. Но установке присущи недостатки анализаторов с движущимися частями, поскольку в ней используются турбинные расходомеры. Для многофазных потоков погрешность установки достигает $\pm 5 \%$.

2.2. Датчики концентрации воды в нефти

Датчики влажности нефти и нефтепродуктов. До настоящего времени наиболее точными лабораторными анализаторами влажности товарной нефти являются инфракрасные (ИК)-анализаторы ближней ИК области. В их числе разработка автора (Кашаев, 1989) [37] – ИК-анализатор АОЛ-101 по ТУ 25-4823764.0016-88, прошедший Госприемочные испытания и включенный в Госреестр с № 421598015903.

Промышленный поточный контроль влажности в настоящее время осуществляется в целях коммерческого (товарной нефти) и бригадного (сырой нефти) учета путем отбора пробы через байпас. По данным исследований фирмы Jisquit Autocontrol Ltd содержание воды в сырой нефти при использовании ответвителей (байпасов) может определяться с точностью $\pm 0,02\text{--}0,05 \%$ при 1 %-м содержании воды. Следовательно, если среднее содержание воды составляет 0–5 %, то в общую погрешность измерений количества нефти, погрешность измерения воды вносит 0,1–0,24 %. Ситуация осложняется, если верхний предел диапазона концентрации воды составляет 50–70 %. Для таких потоков использование ветви байпаса вносит погрешность уже в $\pm 2,5\text{--}3,5 \%$.

Для коммерческого и бригадного учета (при влажностях $< 60 \%$) на нефтепромыслах используется способ измерения влажности скважинной жидкости на ГЗУ, основанный на измерении диэлектрической проницаемости, например цифровым анализатором ЦВН-2С, а за рубежом применяют систему *AQUASYST WMC 5250Z* (фирмы *Endress+Hauser Ltd., Manchester*) основанную на том же принципе. Недостатком данного способа является: ограниченный диапазон измерений (0–60 %), поскольку в водонефтяных эмульсиях в области концентраций воды 60–75 % наблюдается инверсия фаз, что не позволяет использовать его для анализа сырой нефти с концентрацией воды выше 50%.

Микроволновый способ измерения влажности фирмы *AGAR Corporation (Houston, Texas)*, реализованный в анализаторе *AGAR OW-101*, основан на поглощении электромагнитной энергии на частоте 4 МГц. Диапазон измерений по рекламному проспекту составляет 0–100 %. Но непрерывность диапазона измерений 0–100% достигается путем компьютерной «сшивки» градуировочной кривой в области инверсии фаз.

Таким образом практически не существует анализаторов концентрации воды в нефти на весь диапазон 0–100 %, основанных на традиционных физико-химических методах, не говоря уже об анализаторах скважинной жидкости, содержащей газовую компоненту. Последняя разработка – влагомер ВСН-1 предназначен для автоматического вычисления влажности, объема безводной нефти, процентного содержания свободной воды в объеме нефти, добытой за заданный промежуток времени. В нем вычислитель работает совместно с цифровым влагомером (основанном на диэлькометрическом способе определения влажности) и турбинным расходомером типа «Турбоквант» или «Норд-Э-3М». Однако содержание свободного газа, при котором обеспечивалась погрешность измерений ± 4 %, не должно превышать 1 %, объемный расход должен составлять не менее 2,5 л/с. Такие условия измерений являются скорее исключением, чем правилом. Способ измерения влажности, используемый в вычислителе, не обеспечивает перекрытия всего диапазона и расходомер обладает недостатками присущими диэлькометрическим влагомерам.

Измерение концентрации воды в СКЖ, СН и эмульсиях необходимо, поскольку нефть, дважды смешиваясь с водой при выходе со скважины и в процессе обессоливания, образует устойчивые эмульсии, не удаляемые отстоем, которые наиболее стабильны при концентрации воды 5-20%. Это удорожает транспортировку нефти и дает самую весомую неблагоприятную для стоимости поправку при вычислении массы нетто нефти по массе брутто. Контроль воды совершенно неизбежен при подготовке нефти. Согласно ГОСТ Р 51858-2002 нефть после ее подготовки для НПЗ и транспортировки по трубопроводам должна содержать не более: 0,5÷1 масс.% воды. Точность измерения регламентируется ГОСТ 2477 и соответствует данным таблицы по сходимости двух результатов измерений одним исполнителем и воспроизводимости двух результатов в двух лабораториях (оба параметра с 95%-й доверительной вероятностью) (таблица 3).

Таблица 3. Сходимость и воспроизводимость результатов измерений

| Объем образца, см ³ | Сходимость, см ³ | Воспроизводимость, см ³ |
|--------------------------------|--|--|
| ≤ 1 | ≤ 0,1 | ≤ 0,1 |
| > 1 | 0,1 или 2% от среднего объема | - |
| 1÷10 | 0,1 или 2% от среднего значения объема | 0,2 или 10 % от среднего значения объема |
| > 10 | 0,1 или 2% от среднего значения объема | 5 % от среднего значения результата |

В связи с ростом добычи высокообводненных нефтей с концентрациями воды 90% и выше остро встала проблема разработки инструментального оперативного метода измерений концентраций воды в нефти в диапазоне 0 – 100%. Используемые анализаторы типа ВЭН-3М или автоматический УВТН, основаны на методах СВЧ и имеют большие погрешности в области инверсии фаз эмульсий (65-80% воды в нефти. Есть также способ

измерения влажности нефти и нефтепродуктов основанный на измерении плотности $\rho_э$ водо-нефтяной эмульсии, $\rho_в$ воды и $\rho_н$ нефти [Самигуллин Ф.М., Идиятуллин З.Ш. Разработка поточно-весового плотномера-влажмера нефти/Отчет по НИР № 81010557. НПО «Нефтепромавтоматика». Казань. 1983. 65 с.]:

$$\rho_э = [(100 - 0,1W)/\rho_н + 0,01W/\rho_в]^{-1} \quad (2.1)$$

Однако способ требует оперативного контроля плотности.

Для коммерческого и бригадного учета (при влажностях < 60 %) на нефтепромыслах используется способ измерения влажности скважинной жидкости, основанный на измерении диэлектрической проницаемости, например цифровым анализатором ЦВН-2С, а за рубежом применяют систему *AQUASYST WMC 5250Z* (фирмы *Endress+Hausser Ltd., Manchester*) на том же принципе. Недостатком данного способа является: ограниченный диапазон измерений, поскольку в водонефтяных эмульсиях в области концентраций воды 60–75 % наблюдается инверсия фаз, что не позволяет использовать его для анализа сырой нефти с концентрацией воды выше 50%.

Автор работы [31] предлагает решать проблемы модернизации АГЗУ типов «Спутник» и «Мера» путем применения разработанно им совместно с ОАО «Нефтемаш» **влажмера «Сител-РВВЛ»** (Милютин, Андрейченков и др.) [38, 39], основанного на диэлькометрическом методе и реализованном в конструктивном исполнении в виде радиоволнового датчика (РВД) и с его помощью модернизировать АГЗУ. На настоящий момент задача полной сепарации от газа невыполнимая и поскольку это невозможно сделать без определения влагосодержания, выход – в использовании нового метода и прибора – радиоволнового влажмера «Сител-РВВЛ». Использование массового расходомера и расположение его в жидкостном канале «Спутника» (как в предложении фирмы *Argosy technologies LTD* и МОАО «Нефтеавтоматика») функционально является оптимальным, поскольку погрешность измерения массового расхода жидкости меньше. Но реализация массосера кориолесового типа для этих целей проблематична, поскольку обоснованных данных (по мнению автора) о точностных характеристиках кориолесовых расходомеров и плотномеров при налии газа в жидкости и воды в газе на данный момент нет. Называются ограничения в 5÷30% газа, при этом не указываются дополнительные погрешности при меньших и больших значений газа. О погрешности измерений газа при наличии в нем капель жидкости вообще речь не идет (Абрамов, Кравченко и др.) [40, 41].

Для устранения погрешности, связанной с недоизмерением количества жидкости в газовом канале, предлагается устанавливать в нем зондирующий зонд влажмера «Сител-РВВЛ», работающего с повышенной точностью при измерении малого содержания воды. Другие зондирующие зонды влажмера в силу их нечувствительности к содержанию газа в смеси, могут располагаться до и после сепаратора и в жидкостном канале. Поскольку все имеющиеся на сегодня влажмеры, в том числе и «Сител-РВВЛ» измеряют объемное относительное содержание воды, в жидкостном канале сохранен объемный расходомер и массовый плотномер.

Сам диэлектрический метод, реализованный в РВД влагомера «Сител-РВВЛ», по мнению автора [38] является адекватным для поставленных задач, поскольку диэлектрическая проницаемость воды, особенно соленой, в радиоволновом диапазоне намного больше, чем у нефти и газа. Во-вторых, исполнение в виде РВД по сравнению с существующими емкостными датчиками имеет преимущество по части неинтрузивного характера применения и обеспечения большей представительности измеряемого объема смеси. В-третьих, резонансная частота РВД зависит не только от диэлектрических свойств смеси, но и от параметров возбуждающей обмотки, а также от входных и выходных частотно зависимых цепей. Соответствующим подбором параметров можно добиться независимости результатов измерений влагосодержания от газа и солей в смеси и воде.

Предусмотренный режим работы влагомера в остановленном потоке обеспечивает независимость от структуры потока, в частности от изменения его скорости, сопровождаемого изменением степени гомогенизации смеси. Остановка не сказывается на потоке в зондирующем блоке, поскольку он переключается на байпас.

В таблице приведены точностные характеристики для разных вариантов структуры гидродинамических схем, качества сепарации АГЗУ и погрешностей используемых приборов. Там же представлены допустимые по ГОСТ 8.615-2005 погрешности измерений. Опуская идеальные рассмотренные случаи, оставим ситуацию, когда имеет место реальная сепарация с объемными содержаниями 10% газа и жидкости в потоках жидкости и газа с погрешностями приборов: основная погрешность влагомера в жидкостном канале 1 %, в газовом канале -0.5%, погрешность массового расходомера и плтномера 0.1%.

По словам автора [38] «погрешности измерений массового расхода нефти хорошо укладываются в требования ГОСТ 8.615-2005, кроме одной крайней точки при обводненности 95% ...и более, что проблематично». Но из таблицы видно, что погрешности почти в 2 раза выше также для диапазона влажности 0.001÷0.651.

Наличие информации об относительном объемном содержании воды в жидкости с остатками газа в ней позволяет определить массовый расход нефти по известному алгоритму, в основе которого лежит формула:

$$Q_{Н^M} = Q_{СМ^M} (1 - V_{В^{ОТН}} \cdot \rho_{В} / \rho_{СМ} - V_{Г^{ОТН}} \cdot \rho_{Г} / \rho_{СМ}) \quad (2.2)$$

где $Q_{Н^M}$ и $Q_{СМ^M}$ – массовые расходы нефти и смеси нефти, воды и остаточного газа; $V_{В^{ОТН}}$ и $V_{Г^{ОТН}}$ – объемные относительные содержания воды и газа в смеси; $\rho_{В}$, $\rho_{Г}$ и $\rho_{СМ}$ – плотности воды, газа и смеси. Как видно из формулы, методическая погрешность здесь практически отсутствует, поскольку массовый расход смеси и ее плотность получаются из данных измерений одного и того же объема смеси, а третье слагаемое в скобках мало. Действительно, плотности газа и смеси отличаются примерно в 50 раз (при давлении 20 атм), и при $V_{Г^{ОТН}} = 10\%$ погрешность составит всего 0.2 %.

В состав влагомера «Сител-РВВЛ» входят: зондирующий блок 1 (первичный преобразователь) с датчиками температуры и давления, электронный блок 2 в корпусе, устройства электропитания, барьеры искрозащиты

между зондирующим и электронным блоками, переключатель потоков (отсечных клапанов), которые входят в состав АГЗУ.

Зондирующий блок разделяется на две секции: секцию радиоволнового датчика и датчиков давления и температуры (ДДТ). РВД представляет собой металлическую трубу с фланцами, в которой расположена диэлектрическая труба с обмоткой возбуждения. В металлических корпусах смонтированы входная и выходная цепи обмотки возбуждения, а на их внешней поверхности расположены ВЧ разъемы. Секция ДДТ имеет в своем составе датчик давления типа РС-78 (фирма *APLISENS*) с маркировкой взрывозащиты 0ExiaIICT6X и датчик температуры типа ТСП Метран-256 (100П) с маркировкой взрывозащиты 1ExdIICT6X.

Электронный блок выполнен из готовых покупных плат и модулей. Включая металлический корпус – шкаф *CONCEPTLINE* (400x300x150 мм) фирмы *Schroff*. Он содержит следующие комплектующие:

- модуль центрального процессора (одноплатный компьютер) 10 *CPU686-CAN* производства фирмы *FASTWELL*;

- синтезатор частоты 11 фирмы *Analog Devices* (или *FASTWELL*), выполненный по технологии прямого цифрового синтеза *DDS*, например *AD9850*, *AD9851*, *AD9854*;

- плату аналогового ввода/вывода 12 с многоканальными АЦП и ЦАП типа *A18S-SA-2* с гальванической развязкой и возможностью параллельных измерений фирмы *FASTWELL*;

- усилитель 13 типа *AD8011ARZ* (*Analog Devices*);

- логарифмические усилители-детекторы 14 и 15 типа *AD8310-EVAL* фирмы *Analog Devices* (или *FASTWELL*);

- блок питания серии *NL65* фирмы *Artesis* или *TXL 060-0534T1* фирмы *Traco Electronic AG*;

- преобразователи напряжения серии *SHP5* фирмы *Artesis* или *TEN 12-24-10/11* фирмы *Traco Electronic AG*;

- барьеры искрозащиты с трансформаторной гальванической развязкой типа *KFD2-STC4-Ex1* (для датчика температуры) и *KFD0-TR-Ex1* (для датчика давления) производства компании *Pepperl-Fuchs*;

- клеммные платы, кабеля, разъемы.

Соединение между блоками осуществляется ВЧ-кабелями, через которые производится подача и съём сигналов с обмотки возбуждения, а также кабелями для запитки и передачи сигналов датчиков давления и температуры.

Принцип действия влагомера заключается в зависимости резонансной частоты и амплитуды колебаний объемного высокочастотного резонатора от значения комплексной диэлектрической проницаемости находящегося в нем вещества. В основе этого явления стоит закономерность задержки по фазе и затухания амплитуды ВЧ радиоволны при ее распространении в веществе. Вещественная и комплексная составляющие диэлектрической проницаемости различны для полярных молекул воды и неполярной нефти и соответственно для разных смесей «вода в нефти» или «нефть в воде». Влияние на диэлектрическую проницаемость смеси оказывает также наличие в

ней пузырьков газа. Соответственно от вида смеси предусмотрено наличие в алгоритме программы влагомера двух градуировочных графиков, при этом заложен блок автоматического распознавания вида смеси по значению резонансной частоты $F_{рез}$.

Таблица 4

| Наименование характеристики | Динамический режим | Статический режим |
|---|--|--|
| Предел допускаемой основной абсолютной погрешности, % | ± 0.8 | ± 1.0 |
| Предел допускаемой дополнительной погрешности от изменения скорости потока (0-4 м/с), % | ± 0.55 | ± 0.95 |
| Предел допускаемой дополнительной погрешности от содержания солей (5-100 г/л), % | ± 0.55 | ± 0.90 |
| Предел допускаемой дополнительной погрешности от температуры, % | $- 1.87 \cdot 10^{-2} \cdot (T - T_H)$ | $- 3.28 \cdot 10^{-2} \cdot (T - T_H)$ |
| Предел допускаемой дополнительной погрешности от изменения своб. газа (0-30%), % | ± 0.95 | ± 1.30 |

В таблице 4 представлены предельных значений погрешностей, установленных на основании результатов сертификационных испытаний.

2.3. Датчики измерения газосодержания в нефти

В качестве датчиков газосодержания широко используется прибор УОСГ-100, который в соответствии с методикой МИ 2575-2000 «ГСИ. Нефть. Остаточное газосодержание. Методика выполнения измерений», основан на том, что изменение давления в пробоотборной камере прибора при изотермическом сжатии пробы газожидкостной смеси зависит от количества свободного газа в смеси. Результаты измерений в ВНИИР (г.Казань) показали, что при малых содержаниях газа погрешность УОСГ-100 находится в пределах значений, номинированных МИ 2575-2000. Однако при газе $> 5\%$ наблюдаются отклонения показаний прибора более заданных по МИ. Дополнительная погрешность УОСГ-100 может быть объяснена непредставительностью отбора пробы жидкости. Часть пузырьков может накапливаться в пробоотборной камере до закрытия клапанов.

Влияние на погрешность при измерении концентрации воды, расхода, газового фактора, температуры и положения трубы

При учете рекомендаций фирмы «Jiskoot Autocontrol Ltd» [17] по представительности пробоотбора содержание воды на $W = 0-1\%$ диапазоне может определяться с точностью $\pm 0.02 \div 0.05\%$. Действительно, нами разработан АОЛ-101, работающий в ближней ИК-области спектра и определяющий влажность в этом диапазоне с точностью $\pm 0,04\%$. Следовательно, если $W = 0 \div 5\%$, в общую погрешность измерения количества нефти определение содержания воды вносит погрешность в $\pm 0.1 \div 0.25\%$, что сравнимо с погреш-

ностью определения объема (массы), т.е. на пробоотборную систему приходится уже более половины суммарной погрешности. Ситуация осложняется для содержания воды до 50÷70%. Для таких пределов СН погрешность составляет ±2.5÷3.5%.

Ситуация еще более осложняется в присутствии газа. Так, исследованиями института «Гипровостокнефть» (Золотов, Коробов) [42] установлена следующая зависимость расхода G всей продукции скважин от составляющих ее компонентов:

$$G = G_{\text{ж}}[1+(1-N)\rho_{\text{г}}(aP^n + V_{\text{сг}})/\rho_{\text{н}}] \quad (2.3)$$

где $G_{\text{ж}}$ – массовый расход дегазированной жидкости, N – массовый процент обводненности, $\rho_{\text{г}}$, $\rho_{\text{в}}$, $\rho_{\text{ж}}$ и $\rho_{\text{н}}$ – плотности газа, воды, жидкости и нефти при нормальных условиях, P – давление сепарации, $V_{\text{сг}}$ – объем свободного газа, содержащегося при нормальных условиях в одном объеме нефти, a и n – коэффициенты, экспериментально определяемые для различных пластов месторождений. Для Мухановского месторождения $\rho_{\text{г}} = 0.0012$ т/м³, $\rho_{\text{н}} = 0.840$ т/м³, $\rho_{\text{в}} = 1.1$ т/м³, плотность растворенного газа $\rho_{\text{рг}} = 0.5$ т/м³.

С учетом плотностей флюидов массовый расход $G_{\text{н}}$ нефти будет зависеть от плотностей газа, воды, жидкости и нефти по формуле:

$$G_{\text{н}} = G_{\text{ж}}K\rho_{\text{н}}(\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{ж}})/\rho_{\text{ж}}(\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{н}}) \quad (2.4)$$

где $K = 1/(1 + \delta_{\text{н}}^{\text{Г}})$ – коэффициент сжимаемости, зависящий от многих факторов, $\delta_{\text{н}}^{\text{Г}}$ – погрешность измерения расхода нефти при наличии газа, которая может быть выражена формулой:

$$\delta_{\text{н}}^{\text{Г}} = -\rho_{\text{г}}(aP^n + V_{\text{сг}})/(\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{н}}) \quad (2.5)$$

То есть для корректного контроля расхода нефти необходимо контролировать плотности флюидов и температуру, поскольку обводненность, а следовательно и плотность жидкости и плотности компонентов за короткий промежуток времени (порядка нескольких минут) могут измениться в очень широких пределах, поэтому метод контроля параметров нефти с помощью периодического лабораторного анализа проб жидкости не может дать достоверной информации о работе скважин.

Преимуществом массового метода измерения расходов по сравнению с объемным является практическая независимость показаний при изменении температуры жидкости. Однако надо учитывать температурные зависимости K , $\rho_{\text{в}}$, $\rho_{\text{н}}$, $\rho_{\text{ж}}$. Это усложняет измерительную систему. Температура СКЖ может отклоняться от среднего значения на ± 9%.

Аналитически при колебаниях температуры протекающей жидкости измеренное значение расхода нефти будет выражаться формулой:

$$G_{\text{н}} = G_{\text{ж}}K\rho_{\text{н}}(\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{ж}}^t)/\rho_{\text{ж}}^t(\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{н}}) \quad (2.6)$$

где в $\rho_{\text{ж}}^t$ индекс t свидетельствует об учете зависимости от температуры. Истинное значение расхода нефти будет:

$$G_{\text{н}} = G_{\text{ж}}K^t \rho_{\text{н}}(\rho_{\text{в}}^t - \rho_{\text{ж}}^t)/\rho_{\text{ж}}^t(\rho_{\text{в}}^t - \rho_{\text{н}}^t) \quad (2.7)$$

Плотности с этими индексами можно представить в виде:

$$\rho_{\text{н}}^t = \rho_{\text{н}}/(1 + \alpha_{\text{н}}\Delta t) \quad (2.8)$$

$$\rho_{\text{в}}^t = \rho_{\text{в}}/(1 + \alpha_{\text{в}}\Delta t) \quad (2.9)$$

$$\rho_{\text{ж}}^t = \rho_{\text{ж}}/[(1 - W)(1 + \alpha_{\text{н}}\Delta t) + (1 - W)(1 + \alpha_{\text{в}}\Delta t)] \quad (2.10)$$

где α_H, α_B – коэффициенты объемного расширения нефти и пластовой воды ($\alpha_H = 7 \cdot 10^{-4}$ 1/град; $\alpha_B = 3.64 \cdot 10^{-4}$ 1/град); W – объемный процент обводненности,

$$\rho_{ж} = \rho_B \cdot \rho_H / [\rho_B (1 - N) + \rho_H N] \quad (2.11)$$

$$N = \rho_B W / [\rho_B W + \rho_H (1 - W)] \quad (2.12)$$

Относительная погрешность измерения расхода нефти в зависимости от температуры равна:

$$\delta_{H^t} = (G/H - G_H) \cdot 100 \% / G_H \quad (2.13)$$

В итоге для δ_{H^t} можно записать общую формулу:

$$\delta_{H^t} = \{ [1 + ((\rho_B \alpha_H - \rho_H \alpha_B) \cdot \Delta t + \rho_{г} (\alpha_H + \alpha_B) (aP^n + V_{сг}) \cdot \Delta t) / (\rho_B - \rho_H + \rho_{г} (aP^n + V_{сг}))] \cdot 100\% \times (\rho_B - \rho_H + (\rho_B \alpha_H + N \rho_H \alpha_B / (1 - N)) \cdot \Delta t / [\rho_B (1 + \alpha_H \Delta t) - \rho_H (1 + \alpha_B \Delta t)] - 1) \} \quad (2.14)$$

Исследования показали, что температурная погрешность увеличивается с $\delta_{H^t} = 2.7\%$ для сухой нефти до $\delta_{H^t} = 7.4\%$ при обводненности $N = 80\%$.

Таким образом, изменение массового содержания свободного газа сильно влияет на погрешность измерения расхода сырой нефти. А поскольку газ меняет плотность СН, то расход меняется и от этой ФХ-характеристики.

Таким образом, с учетом растворенного и свободного газа, содержащегося в жидкой продукции скважины и завышающего показания выходного прибора, массовый расход нефти в жидкости (СН) определяется выражением у (2.4) и дает небольшую погрешность измерения массового расхода и плотности, обусловленной растворенным газом.

2.4. Датчики измерения плотности нефти

В связи с введением ГОСТ 8.615 -2005, согласно которому требуется непрерывный контроль указанных параметров, а также действия ГОСТ 3900 и МИ 2153-91, возникает необходимость в разработке оперативного способа контроля скважинной жидкости, а также товарной нефти на плотность.

Плотность ρ_H нефти является одним из наиболее общих показателей, характеризующих свойства нефтей и нефтепродуктов, измерения которого предусмотрено стандартами разных стран, в частности отечественным ГОСТ 3900 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения плотности». При определении плотности нефти должны выполняться условия: сходимостъ не больше $0,5 \text{ кг/м}^3$ для прозрачных продуктов и $0,6 \text{ кг/м}^3$ для темных и непрозрачных продуктов; воспроизводимость не больше $1,2 \text{ кг/м}^3$ для прозрачных продуктов и $1,5 \text{ кг/м}^3$ для темных и непрозрачных продуктов. Измерение ρ_H необходимо при измерении влажности нефти. Кроме того, параметр $rD = \rho_B - \rho_H$ является движущей силой гравитационного отстаивания и определяет время отстаивания обработанной эмульсии. Плотность нефти необходима для пересчета влагосодержания нефти с объемной влажности на массовую.

Для определения плотности нефти существует ряд способов: денситометрический, взвешивание на весах Вестфалья-Мора, пикнометрический, гидростатического взвешивания, взвешенных капель. Из перечисленных

первые три приняты в качестве стандартных. Время анализа – не менее 5 минут. Но все способы измерения плотности – лабораторные и не могут быть использованы для анализа на потоке.

Измерение плотности/концентрации жидкостей, жидких смесей или многофазных жидкостей в режиме байпаса в непрерывном режиме может быть осуществлено с помощью измерителя плотности и концентрации *DIMF 2.0 с HART (Bopp&Reuther Messtechnik GmbH)*, работающего по принципу вибратора с изогнутыми элементами. Измеритель обеспечивает непрерывное определение плотности, массового расхода, нормативные измерения. Кроме того, он может быть использован для контроля качества, наблюдения за составом сточных вод, опознания продуктов, управления дозировкой или добавками продуктов, химическими реакциями, в пенообразующих жидкостях или суспензиях.

2.5. Датчики измерения вязкости нефти

При экспорте сырой нефти необходимо соответствие методам оценки качества по ASTM D 445-96 – на кинематическую вязкость нефти.

Вязкость – важнейший макропараметр нефтей, топлив и водонефтяных эмульсий. В зависимости от нее выбирается оптимальный режим работы установок по обезвоживанию нефтей и перекачки нефтей и топлив по трубопроводам. Высоковязкие и парафинистые мазуты перед сжиганием в топках ТЭЦ и котельных нагревают для снижения вязкости. Для нормальной работы форсунок и хорошего распыления топлива вязкость мазутов не должна превышать определенного предела (Кашаев, 2005) [43].

Для измерения вязкости в настоящее время применяются вискозиметры, основанные на следующих принципах: капиллярном с падающим шариком, ротационном и ультразвуковом. Надежные реологические данные можно получить с помощью ротационных и капиллярных вискозиметров. Результаты, полученные с помощью этих приборов, можно рассматривать как взаимно дополняющие друг друга. К числу серьезных недостатков ротационных вискозиметров относят возможность значительного тепловыделения из-за внутреннего трения в жидкости ($\sim 10^5$ Дж/с·м³) при измерении при высоких напряжениях сдвига.

Капиллярные вискозиметры лишены этого недостатка из-за непрерывного обновления жидкости в капилляре в процессе измерения. Скорость сдвига может быть точно определена. Конструкция капиллярных вискозиметров относительно проста, простым является и вспомогательное оборудование для контроля и измерения разности давлений и скорости (расхода жидкости) в капиллярной трубе известных размеров. Основная трудность заключается в необходимости введения поправки на общий измеренный перепад давления, гидростатический напор столба жидкости, находящейся над капиллярной трубкой, влияние кинетической энергии, входные (концевые) потери. Капиллярные вискозиметры не могут также быть использованы в качестве поточных вискозиметров.

Вискозиметр (Кашаев, Малацион, Самигуллин, 2004) [44] ВКГП-1 предназначен для определения вязкости нефтепродуктов (непрозрачных жидкостей) в лабораторных условиях и заменяет широко известный стеклянный вискозиметр ВПЖ-3 для этих целей. В отличие от капиллярных, ВКГП-1 выполнен из металла и имеет широкий диапазон измеряемой вязкости от 10^{-3} до 10^2 Па·с ($1-10^3$ Пз) и высокая точность измерений $\sim \pm 0,3$ %. Измерение вязкости основано на определении времени истечения t через капилляры определенного объема жидкости из резервуара при постоянном поршневом давлении, создаваемом подвижной системой с грузом m . Технические характеристики прибора не уступают ротационным вискозиметрам, а по точности измерений превосходит их. Диапазоны: напряжений сдвига $\tau_R = 0,1-10^2$ Па, скоростей сдвига $D_R = 1-10^3$ с $^{-1}$, измеряемой вязкости $10^{-3}-10^2$ Па·с перекрываются капиллярами радиусами $R = 0,228, 0,391, 0,840$ мм, длиной $L = 53 \cdot 10^{-3}$ м. Объем образца $3-10$ см 3 . Точность измерений $\sim \pm 0,3$ %.

Но ВКГП-1 не применим для измерений на потоке.

Вязкость определяется структурой углеводородов, составляющих нефть и нефтепродукты и является важнейшей физико-химической константой, характеризующей эксплуатационные свойства нефтей и топлив. По значению вязкости судят о возможности и режимах транспортировки нефтей и нефтебитумов по трубопроводам, о способности топлив к распылению в форсунках. Особенно важно определение вязкости для определения качества масляных фракций нефти, из которых получают масла.

При определении вязкости нефти по ГОСТ 33-82 «Нефтепродукты. Методы определения кинематической и расчет динамической вязкости» предусмотрены следующие нормы точности измерений: сходимость не больше 0,35% и воспроизводимость не больше 0,72%.

Глава 3. Применение метода Ядерного Магнитного Резонанса для контроля параметров нефти

3.1. Анализаторы расхода, основанные на методе ЯМР

Использовать метод импульсного ЯМР для измерения скорости течения жидкости в магнитном поле впервые предложил Хан [47] в 1960 г., хотя ЯМР широких линий в протоке впервые наблюдал Суриан [48].

Разработка ЯМР-расходомеров за рубежом начата в 1962 г. фирмой *Bodger Meter Manufacturing Co*, г. Милуоки, штат Висконсин, США. Разрабатывались ЯМР-расходомеры однокатушечной и двухкатушечной конструкции. В однокатушечных используется принцип зависимости амплитуды сигнала, резонансной частоты и фазы от скорости движения среды. Их преимуществом является – простота конструкции, надежность, отсутствие зависимости от вязкости и плотности среды. Они в наибольшей степени подходят для измерения многофазных жидкостей. В диапазоне скоростей 2-7 м/с точность однократного измерения составляет 2 – 2.5%.

Двухкатушечные конструкции ЯМР-расходомеров, различные варианты которой разрабатывались у нас в стране и подробно описанные в монографии Кремлевского, предполагают два магнита (поляризирующий и анализирующий). Достигнутая точность однократного измерения-1%.

К началу 70-х фирма *Bodger Meter Manufacturing Co* разработала (рекламные параметры) ЯМР-расходомер однофазной жидкости на диаметры труб 10, 20, 25, 50 и 150 мм, точность 0.5%отн. от предела шкалы, габариты преобразователя 730x117 мм, измерительного блока 450x600 мм, давление 8 Мпа, температура измеряемой среды – до 400°C, окружающей среды – 50 – +1200°C. Аналогичный ЯМР-расходомер МРГ-П разработан в Японии (рекламные параметры), точность 0.5%отн., диапазон расходов 160-1200 л/час (0.04-0.35 л/с, 3.8-29 т/сут.), на диаметр 9 (25,50) мм, температура измеряемой среды – до 120°C, окружающей среды 0 – 60°C. В СССР разработан ЯМР-расходомер РМР ОК № 6823-78 со следующими рекламными параметрами: точность измерения 0.5% отн., диапазон 60-600 л/час (1.44-14.4 т/сут.), температура измеряемой среды $40 \pm 10^\circ\text{C}$, окружающей среды 10 – 40° С, диаметр трубы – 8 мм, габариты преобразователя 800x170 мм, измерит. блока 530x400x200 мм.

3.2. ЯМР-анализаторы многофазных потоков

Фирма *Bruker* (ФРГ) с 1988 г. начала использовать лабораторный релаксометр ЯМРMinispec рс в высокоэффективном многофункциональном автоматизированном жидкостном хроматографе (ФЭЖХ) в сочетании с ЯМР-

релаксометром для измерения потоков жидкости и в качестве детектора при проведении стереохимических исследований жидкостей (Albert, Bayer, 1988) [49]. Определялся ЯМР-спектр непрерывного потока, при этом учитывалось два явления, действующие на интенсивность сигнала и ширину линии ЯМР в потоке через вертикально расположенную стеклянную трубочку с внутренним диаметром 2 и 3 мм: 1. изменение времен релаксации, которые при скоростях потоков 2.4 и 5 мл/мин меняются с $T_1 = 3.4$ с до $T_1 = 1.0$ с и 2. интенсивность ЯМР-сигнала, которая с увеличивается с возрастанием скорости потока. Измерительная ячейка помещалась в зазор сверхпроводящего магнита.

Позже сообщалось о применении релаксометров Minispec120 рс для контроля смешения потоков разных нефтей и процесса крекинга нефти.

В 1998 г. был опубликован европейский патент EP 0 691 526 A1 [50] на устройство для определения индивидуальных массовых скоростей в многокомпонентных потоках методом ЯМР (ЭПР), которое представляет собой набор поляризующих и анализирующих магнитов с градиентом магнитного поля, расположенных вдоль трубы.

Способ использует тот факт, что разные компоненты среды в потоке имеют разные продольные времена релаксации T_1 вследствие их разных скоростей v . Путем анализа многоэкспоненциального спада намагниченности импульсными методиками в разных позициях вдоль трубы определяется средняя намагниченность каждой компоненты, являющаяся величиной массовой доли каждой компоненты многофазной среды в потоке. Одновременно определяется скорость потока каждой компоненты.

В 2000 г. (дата подачи заявки – 1998 г.) опубликован патент № 2152006 С1 [51] и статья (Поздняков, Карандин, 2003) [8], в которой писали, что авторы и сотрудники «ПраймГруп» «принимали участие в создании ЯМР расходомера для многофазной среды. Однако пока промышленного решения проблемы на нефтегазодобывающих предприятиях нет».

Фирма *Schlumberge Technology B.V.(NL)* в 2004 г. подало в РФ заявку на патент на изобретение [52], согласно которому способ заключается в том, что «индуцируют в пробе флюида статическое магнитное поле, прикладывают к пробе флюида осциллирующее магнитное поле в соответствии с последовательностью импульсов предварительной подготовки, содержащей последовательность импульсов корректировки по J для создания J -модуляции, осуществляют сбор результатов измерений ЯМР с использованием детектирующей последовательности, которая содержит, по меньшей мере один 180° -й импульс... упомянутая J -модуляция основана на гетероядерном взаимодействии между протоном и углеродом». Далее идет описание способа коррекции.

В 2012 г. опубликован патент *Schlumberge Technology B.V.(NL)* на патент РФ №2457326 [53]. Изобретение относится к устройству и способам каротажа, определяющим свойства пласта и текущей среды пластов подземных коллекторов. Датчики устройства на основе ЯМР указывают значения количества текущей среды и изменения в фазах углеводородов.

По способам и устройствам, использующих ЯМР-релаксацию, в 2004 г. было опубликовано [54]. Устройство в разных вариантах содержит магнитную систему из двух постоянных магнитов, собранных из отдельных элементов и датчики разной конфигурации, обеспечивающие поляризацию и анализ по сдвигу фаз и изменению амплитуды сигнала. Конфигурации трубочек в зазоре поляризующей части магнита аналогичны таковым в книге Жерновой, Латышев, 1964 [55]. Был изготовлен программно-аппаратный комплекс «Канал-квант». Аппаратная часть анализатора оставляет желать лучшего, поскольку по точкам огибающей сигнала можно провести не одну прямую. Но анализ сигнала с помощью развитого программного обеспечения позволяет, по-видимому, судить о расходе и составе многофазного потока с точностью, приведенной в статье (Одиванов и др., 2006) [56].

Приводятся следующие значения погрешностей: $\delta_p = \pm 4\%$ для объемного расхода жидкости на скважине в диапазоне 0-60 м³/сут. и $\delta_B = \pm 5\%$ для концентрации воды. Погрешность по расходу выше, чем даже в весоизмерительной установке на ГЗУ «Спутник-М», у которой $\delta_B = \pm 2.5\%$.

3.3. ЯМР-анализаторы (ЯМРА) нового поколения

В 1988 г. Всесоюзным научно-техническим обществом приборостроителей им.С.И.Вавилова был объявлен конкурс на «Создание высокоэффективных измерительных устройств МФП продукции нефтяных скважин без сепарации». По результатам НИР «Разработка и исследование метода определения воды в сырой нефти» тема 7620 428610 Фа 15-3401 в НПО «Нефтепромавтоматика», где в 1985-1991 гг. автор статьи работал главным конструктором, им на конкурс был предложен проект «ЯМР-анализатора многофазных потоков без сепарации» Фа 1.550.015 ПЗ. Сроки представления материалов на конкурс были перенесены, но наши материалы возвращены не были.

Позже в Казанском научно-исследовательском институте радио-технологических измерений (КНИРТИ) начались разработки проточного ЯМР-анализатора, в точности повторяющие наш проект. Однако, изготовив конструкцию и использовав разработанный на заводе «Радиоприбор» контроллер, КНИРТИ не смог запустить проточный анализатор в работу и был вынужден обратиться за помощью в «КБ Резонансных комплексов» (КБРК), созданное нами в 1990 г. для разработки и производству релаксометров ЯМР, которым с 1991 г. было изготовлено более 50-ти экземпляров, реализованных в ряде НГДУ и Вузов РФ и Украины, а также в *EPR Research Group* Иллинойского университета, США.

В 1995 г. КБРК на основе схмотехники наших лабораторных разработок (см. рисунок 2-3) передало (по актам приемки/передачи) электрические схемы передатчика, приемника и датчика ЯМР, конструкцию системы пробоотбора, методику измерения и программное обеспечение.



*Рисунок 2. Релаксометр Minipulse
для Иллинойского университета (США)*



*Рисунок 3. Релаксометр ЯМР 08/РС для Казанского
моторно-производственного объединения*

В 1996 г. были проведены метрологические испытания ЯМР-анализатора СКЖ (рисунок 4), показавшие его соответствие ТУ.

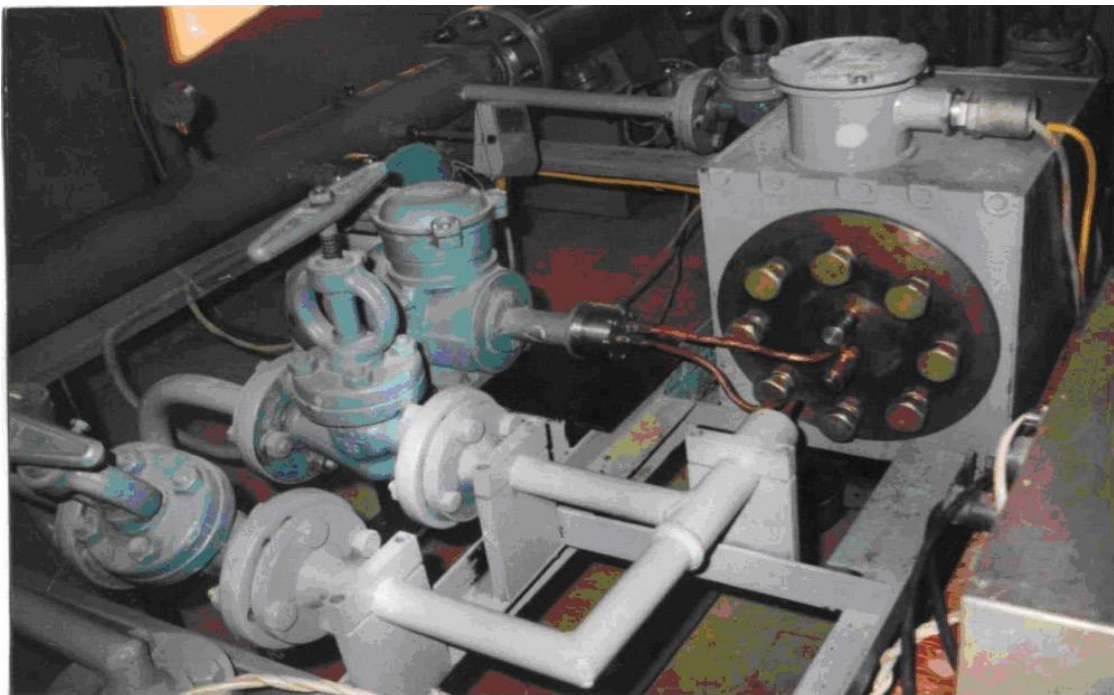


Рисунок 4. Поточный ЯМР-анализатор скважинной жидкости

Первое сообщение о разработанном нами поточном ЯМР-анализаторе было сделано нами на XXVIII Ampere Congress, 1996, Canterbury, UK [57]. При этом поточный ЯМР-анализатор скважинной жидкости использовал для измерения влажности методику, опубликованную в [58]. В 2008 г. был опубликован патент (Кашаев и др., 2008) [59].

Функциональное назначение ЯМР-анализатора – количественное определение расхода, концентрации воды, нефти и газа в СКЖ.

После 1998 г. (дефолт и закрытие КИРТИ) работу продолжили 2 группы: – группа Богатов В.К., Теплов В.Ю. и др. – сотрудники з-да «Радиоприбор» (Казань) (трагически погибли в автокатастрофе). Руководство над работами перешло к зам. гл. инженера з-да Глебову Е.

– группа Валиев Р.Ф., Харисов А.Г., Садыков И.И., Шмелев А.А. – сотрудники Казанского института биохимии и биофизики КНЦ РАН и Альметьевского з-да «Радиоприбор». Ими было получено свидетельство на полезную модель №40496 U1 от 10.09.2004 г. на «Устройство для измерения состава и расхода многокомпонентной жидкости на основе ЯМР». Согласно сообщению [56] данный ЯМР-анализатор проходил опытную эксплуатацию в НГДУ «Прикамнефть» и на ГЗУ участка месторождения НГДУ «Лениногорскнефть».

Область применения ЯМРА – групповые замерные установки (ГЗУ), установки подготовки нефти, газа и воды, скважины. Температура среды +5 – +50°C, давление 0.1 – 6.4 Мпа, плотность среды – 700 – 1100 кг/м³, объемная доля воды, нефти и газа 0-100. Пределы допускаемого значения основной приведенной погрешности: по воде – ±4. Режим работы – непрерывно-циклический, время однократного измерения – не более 3 минут. Выходной измерительный сигнал анализатора – 5-20 мА по ГОСТ 26.011-80. Связь с ЭВМ верхнего уровня – через интерфейс по ГОСТ 26.016-81. Длина линии связи с

ЭВМ- $\lambda/4$ (около 15 м). Уровень взрывозащиты – «взрывонепроницаемая оболочка» с кварцевым заполнением Exq .

В 2011 г. был опубликован патент РФ № 2427828 С1 [60]. Сущность изобретения заключается в том, что измерение скорости потока многофазного флюида по сигналу ЯМР в условиях действия градиента магнитного поля, направленного вдоль потока и последующего преобразования сигнала в частотный спектр осуществляется путем возбуждения ядер только в части приемной катушки – в объеме слоя поперек сечения потока и характеризующегося малой толщиной по сравнению с толщиной рабочей зоны приемной катушки, при этом время регистрации, длину приемной катушки и проходное сечение трубопровода подбирают такими, чтобы за время регистрации сигнала при максимальной скорости фаз потока флюида этот слой не выходил за пределы рабочей зоны этой катушки. Прототипом для способа измерения скорости потока методом ЯМР является 2427828 С1 [61]. Способ измерения скорости потока многофазного флюида по сигналу спин-эхо ЯМР осуществляется в условиях действия градиента магнитного поля, направленного вдоль потока и последующего Фурье-преобразования измеренного временного сигнала в частотный спектр. Новым в патенте является то, что с целью повышения точности и минимизации эффекта втекания/вытекания флюида в рабочей зоне приемной катушки, первоначальное возбуждение ядер осуществляют только в части приемной катушки – объеме слоя малой толщины поперек потока, при этом момент регистрации сигнала выбирают таким, чтобы за период времени от момента возбуждения до момента регистрации сигнала при максимальной скорости потока для всех фаз флюида этот слой находился в пределах рабочей зоны катушки. При этом время регистрации сигнала минимизируют. Новым является также то, что формируют два и более сигналов эхо в разные моменты времени, для сигналов делают Фурье-преобразование и получают два и более частотных спектров, из которых по разнице частот двух и более спектральных линий, т.е. по зависимости их частоты от времени формирования эхо, судят о скорости составляющих потока. Новым является также то, что эти частотные спектры подвергают двумерному анализу, из которого по зависимости частоты от времени находят скорости, по зависимости амплитуд – характеристики состава, а по экстраполированным на нулевое время значениям амплитуд – относительные доли компонент и фаз флюида с определенными для них значениями скоростей. Относительно последней подчеркнутой фразы в формуле изобретения приведем цитату из формулы нашего патента №74710 от 10.07.2008 г. [57] «Расход Q_i (@ и соответственно скорости V_i) отдельных компонент жидкости определяют:

$$Q_i = Q \cdot P_i \quad (3.1)$$

где P_i – концентрация i -й компоненты смеси, определяемой из огибающих эхо в методике КПМГ».

Для того, чтобы использовать предложенный в прототипе метод прямой регистрации спектра скоростей потока V путем применения быстрого Фурье-преобразования, необходимо а) регистрацию сигнала производить при наличии градиента g_v вдоль потока; б) сигнал должен регистрироваться

спустя некоторое заданное время t_e после возбуждения спиновой системы для того, чтобы за это время молекулы флюида переместились вдоль направления потока на расстояние $l_e = t_e \cdot V$. Тогда зависимость $f(v)$ частоты сигнала от скорости, в случае линейного градиента, имеет вид:

$$f(v) = (\gamma g_v t_e v / 2\pi + (H_0 \gamma / 2\pi)) \quad (3.2)$$

Для сдвига частоты относительно 0 имеем:

$$\Delta f(v) = f(v) - f(0) = \gamma g_v t_e v / 2\pi \quad (3.3)$$

где значение $f(0)$ определяется либо при нулевой скорости потока, либо при нулевом градиенте, либо в нулевой момент времени. То есть по сдвигу частоты определяется t_e , а скорость определяется из формулы $V = l_e / t_e$.

Новым в конструкции является предполяризующая магнитная система выполнена в виде параллельных пластин из магнитного материала, расположенных в поперечном сечении внутри корпуса, одновременно выполняющего роль трубопровода, и сориентированных по потоку флюида, причем силовые линии магнитного поля, создаваемые внутренними слоями, максимально эффективно замыкаются на полюсах магнитов соседних слоев, создавая заданное распределение плотности силовых линий между слоями.

Однако, трудно представить себе использование устройства для высоковязких нефтей (которые составляют большую часть добычи нефти в РТ и РФ), поскольку зазоры между пластинами 2 в устройстве очень скоро будут забиты асфальтено-смолисто-парафиновыми отложениями (АСПО).

Внимания заслуживают «Автоматизированные системы определения количественных и качественных характеристик газа, воды, нефтесодержащих жидкостей, нефти и нефтепродуктов на потоке» фирмы НПП «Высокие инженерные технологии». В состав системы входят: расходомер-формирователь «Струя»; анализаторы состава жидкостей на основе метода ядерного магнитного резонанса «КОУН-ЯМРАН»; автоматические приборы определения параметров качества примесей малых концентраций; автоматизированные системы измерений расхода и параметров состава сырой нефти «Волна». По проспекту обеспечивает высокоточное измерение параметров (расхода и состава) в высокопроизводительных скважинах.

Расходомер-формирователь «Струя» может быть использован в качестве устройства, задающего прецизионный тестирующий поток газа или жидкости в расходно-измерительных метрологических установках с погрешностью формирования перепада давления 0.08 % и погрешностью измерения расхода, определяющейся погрешностью датчиков перепада давления; типоразмерный ряд – \varnothing 80, 100, 160, 300, 500, 700, 1020, 1220, 1420 мм; практически исключает потерю давления; диапазон температур – до 300 °С. Расходомер-формирователь «Струя» с функциями пробоотбора совместим с приборами на основе ЯМР, предназначенными для определения параметров нефти в соответствии с ГОСТ Р 51858 и имеет сертификат соответствия ГОСТ 2517 на пробоотбор для нефти.

Анализаторы состава жидкостей на основе метода ЯМР (высокого разрешения – по спектрам) «КОУН-ЯМРАН» на частоты 30÷60 МГц; с диаметром условного прохода 5-50 мм; встраивается в технологические линии; полностью автоматизирован, не контактирует и не разрушает анализируемую

жидкость, воспроизводимость обеспечивается системой встроенной автоматической калибровки в процессе работы, не требует расходных материалов и вмешательства персонала, однородность магнитного поля в районе измерения составляет $3 \cdot 10^{-6}$, вес 200÷1160 кг; габаритами от 440x595x670 мм до 730x945x1080 мм анализирует следующие параметры (по проспекту без указания погрешности и методик измерения): плотность; вязкость; скорость движения потока; обводненность нефти; газовый фактор; соотношение между алифатической и ароматической частями нефти; дистилляционной характеристики; температуры вспышки, кипения, помутнения и застывания; упругости паров; октанового числа светлых нефтепродуктов; группового углеродного состава; средней длины парафиновых цепей. Автоматизированные системы измерений расхода и параметров состава сырой нефти «Волна» предназначены для высокопроизводительных скважин и позволяют измерять расход и состав.

Таблица 5. Технические параметры системы следующие

| Диапазон измерений параметров состава сырой нефти (СН) | Погрешности измерений, относительных % |
|--|--|
| Расход СКЖ или сырой нефти – 10÷30 000 т/сут | ± 0.25 |
| Плотность, кг/м ³ | ± 1.0 |
| Нефть, относительное содержание, % – 0÷100 | ± 1.0 |
| Вода, относительное содержание, % – 0÷100 | ± 1.0 |
| Газовый фактор, нм ³ /т нефти, не более 250 | ± 4.0 |
| Сернистые соединения, отн. Содержание, % – 0÷6 | ± 1.0 |

Интересной является разработка «Поточного анализатора магнитного резонанса модели **MOD-8000**» фирмы *MODCON Systems Ltd* в многоканальном исполнении (до 8 каналов для потоков жидкости). Целью разработки является увеличение производительности по основным продуктам, своевременное выявление некондиционных продуктов и повышение качества нефтепродуктов, значительное снижение эксплуатационных затрат производства.

Ключевые функции: непрерывный поточный анализ; оптимизация и контроль за технологическими процессами в режиме реального времени; анализ тяжелых и неиспаряемых остатков; многоканальный и многокомпонентный анализ одним прибором; линейный спектральный отклик и высокое разрешение спектра; минимальное техническое обслуживание при отсутствии движущихся деталей; локальная база данных для измерения химических изменений компонентов химического процесса; автоматическое калибрование измерений; встроенная система клапанов, обеспечивающая удобную систему очистки, продувки каналов и циркулирования потоков; удаленная диагностика системы.

Примеры контроля технологических процессов: смешения сырых нефтей, бензинов, дизельного топлива, котельного топлива (мазута); крекинга нефти; контроль сырья и дистиллятов установок каталитического

крекинга; алкилирования серной кислоты; переключения и смешения потоков сырой нефти; каталитического реформинга.

Технические спецификации: время измерения – до 2 минут; передача данных – по RS485 или сети Ethernet; габариты – корпус и нержавеющей стали 140x190x60 (IP56/NEMA 4X) вес – 400 кг; потребляемая мощность – 415 ВАС 25 А; температура окружающей среды +10÷40°C; влажность 30÷90 % (без конденсации); размеры измерительной ячейки: Ø10 мм, длина 105 мм; температура измеряемой среды +4÷120°C; максимальное давление на входе 25 бар; скорость потока 1-3 л/мин (60-180 л/час = 1.44-4.32 м³/сут); первоначальная чистка – продувкой сухим воздухом при минимальном давлении 3.5 бар, последующая чистка гексаном или толуолом 250 л/мин в течение 20 минут.

Анализатор сырой нефти MOD-4100 – поточный ЯМР-анализатор солей, воды, плотности и вязкости сырой нефти. Пробы отбираются в любой точке трубопровода, от устья скважины до нефтеперерабатывающего завода. Быстрый поточный анализ позволяет незамедлительно проводить корректирующие действия при выходе измеряемых параметров за допустимые пределы.

Таблица 6. Технические характеристики

| Параметры | Плотность | Соли | H ₂ S | Вода |
|--|----------------------------|-------------|------------------|----------|
| Диапазон измерений (с возможностью выбора) | 0 – 3000 кг/м ³ | 0-1000 мг/л | 0-1000 ppm | 0-4 % |
| Воспроизводимость | ± 0.1 кг/м ³ | ± 20 мг/л | ± 50 ppm | ± 0.02 % |
| Точность | ± 1 кг/м ³ | ASTM D3230 | ± 100 ppm | ± 0.1 % |
| Время отклика | 5 минут | | | |
| Температура пробы | 10-60°C | | | |
| Скорость потока | 3 л/мин | | | |

Поточная Аналитическая система поточного ЯМР-анализатора из полного комплекта оборудования, включающая ротаметр, датчик температуры и фильтр позволяет выполнять следующие задачи в режиме реального времени: непрерывный отбор проб сырой нефти из трубопровода или технологической емкости, фильтрацию и отделение твердых частиц; анализ параметров сырой нефти, необходимых для оценки ее качества и пригодности для переработки, транспортировки и применения; передача результатов анализа в операторную.

3.4. Поточный анализатор второго поколения ЯМРА II

В 2008 г. нами получен патент № 74710 [59] на **ЯМРА II** (второго поколения). На рисунках 5-6 представлены система пробоотбора и электрическая принципиальная схема пробоотборника, позволяющая устанавливать патрубков на требуемом уровне в трубопроводе при отборе для анализа скважинной жидкости.

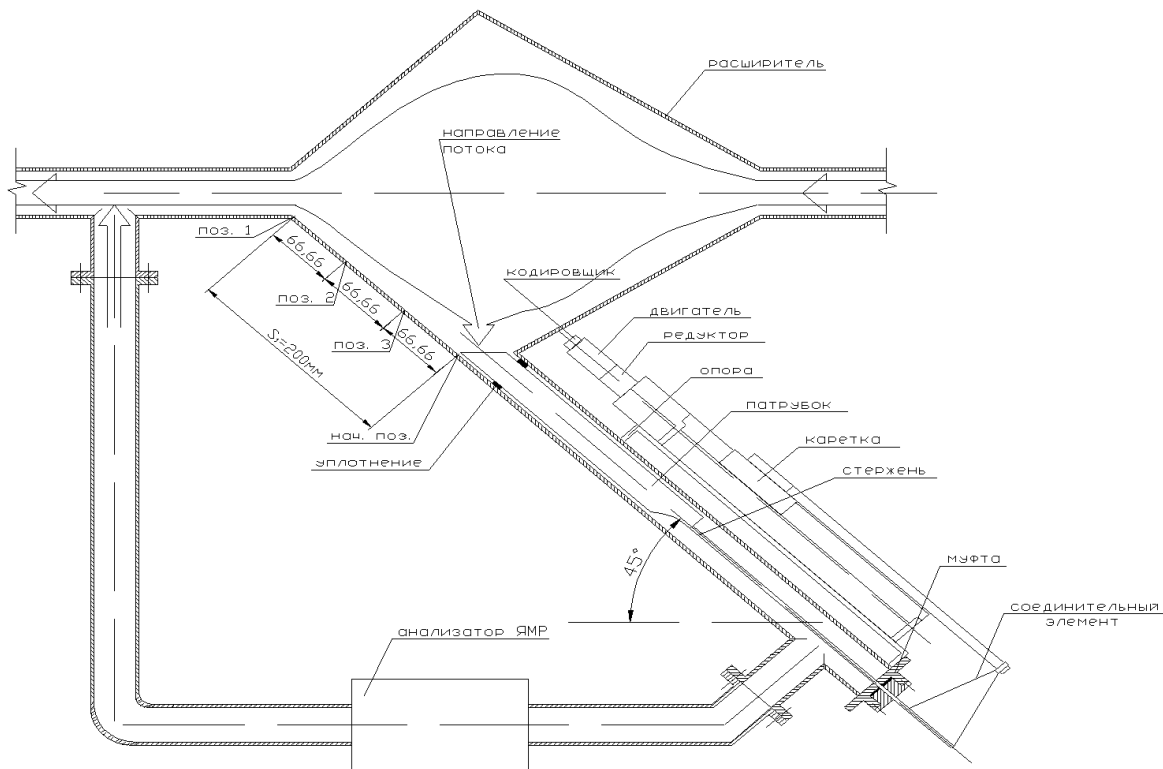


Рисунок 5. Система пробоотбора ЯМР-анализатора

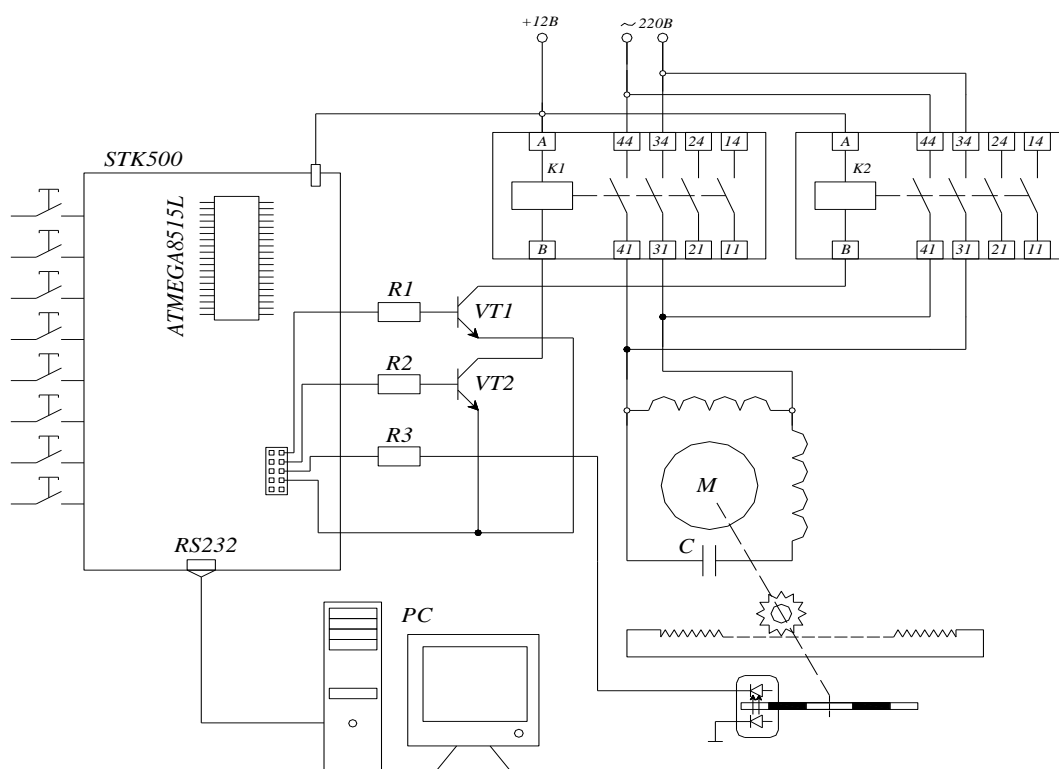


Рисунок 6. Электрическая принципиальная схема электропривода патрубка ЯМРА II

С целью повышения диапазона измерения расхода и представительности пробоотбора в основу конструкции новой системы заложено устройство, отличающееся тем, что измерительная часть трубы (встраиваемая в магистральный трубопровод), имеет коническое расширение, а пробоотбор в

датчик релаксометра ЯМР осуществляется патрубком с возможностью перемещения по сечению конуса.

Принцип пробоотбора основан на уравнении Бернулли, по которому при неразрывности потока изменения давления жидкости P_i в разных сечениях трубы S_i при скоростях v_i описывается уравнением:

$$P_i / \rho g + v_i^2 / 2g = \text{const}, \quad (3.4)$$

Вследствие того, что расход Q_i постоянен: $Q_i = S_i v_i = \text{const}$, давления P_1 и P_2 в разных сечениях трубы S_1 и S_2 будут связаны уравнением:

$$P_1 / \rho + \text{const} / S_1^2 = P_2 / \rho + \text{const} / S_2^2 \quad (3.5)$$

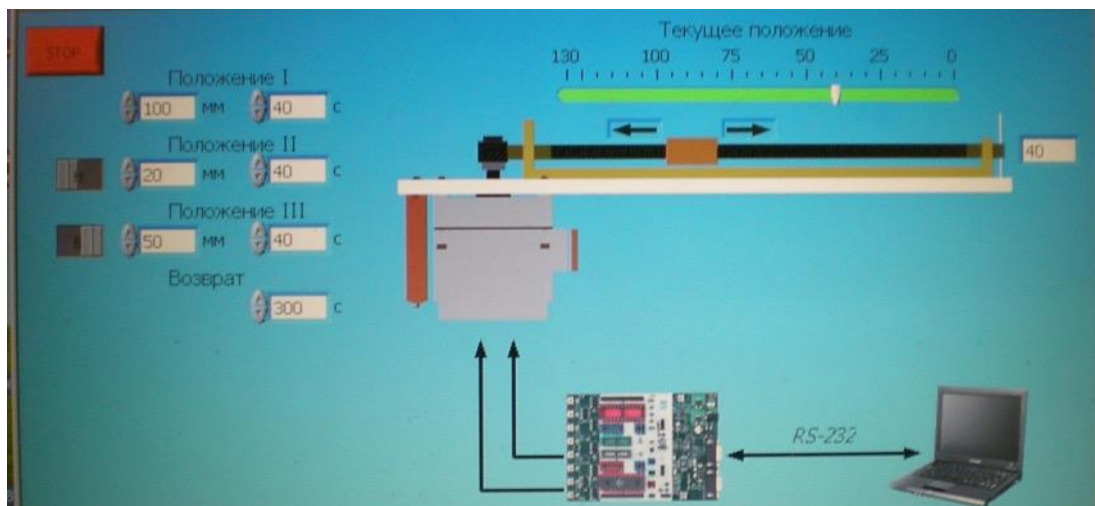
Поток жидкости, попадая в расширение трубы, снижает скорость v и увеличивает давление P в степени, пропорциональной \sqrt{S} . В результате происходит интенсивная турбулизация смеси, которая гомогенизируется и через входной патрубок поступает со скоростью v_i (определяемой положением патрубка), в датчик магнита ЯМР-анализатора и выходит через выходной патрубок, который может быть установлен в любом положении трубы. В результате, скорость потока будет определяться разницей давлений ($P_{\text{max}} - P_i$) в сечении S_{max} и S_i . При расположении патрубка в сечении на уровне магистральной трубы разница давлений будет минимальна независимо от скорости и давления в магистральной трубе и скорость движения потока через датчик ЯМР будет также минимальной, что необходимо для измерения ЯМР-параметров (влажности, концентрации нефти, газа, дисперсности, вязкости, плотности и др.) как бы «в остановленном потоке». Тем самым отпадает необходимость реальной остановки потока. Конструктивно это означает отказ от вентиля и задвижек, требующих взрывозащиты и имеющих ограниченный ресурс работы.

Для автоматизированного управления электроприводом пробоотборного патрубка ЯМРА II использовался комплект микропроцессорного управления от микроконтроллера *ATMEGA 8515L*, а для его разработки – отладочный набор и система проектирования *STK500* для AVR флэш-контроллеров фирмы *Atmel* на панели с маркировкой *SCKT3000D3*. Для работы *STK500* требуется внешний источник питания 10–15В. После выполнения всех соединений к преобразователю напряжения *DR-4515* подключается ~220 В. Свечение красного светодиода сигнализирует о подаче питания, а состояние статусного светодиода будет изменяться от красного к желтому, а затем к зеленому. Зеленый цвет светодиода сигнализирует о наличии напряжения V_{CC} (питание микроконтроллера).

Программа в *ATMEGA 8515L* начинает выполнять следующие операции:

1. Инициализацию микроконтроллера: инициализация портов *A, B, C, D, E*; таймера/счетчика 1, универсального синхронно/асинхронного приемопередатчика (*USART*), дисплея *VFD*, внешнего прерывания *INT0*.
2. Выдает сообщение «ТЕК. ПОЛОЖ.» на экране *VFD*.
3. Перехода в подпрограмму сравнения принятого кода запуска.

После этого на компьютере следует вызвать основную программу управления электроприводом. Появится окно (рисунок 7).



**Рисунок 7. Лицевая панель управления
пробоотборником (до запуска)**

При этом происходит конфигурирование последовательного порта *VISA* и ожидается появление команды «Пуск» для входа в основную подпрограмму. Перед запуском необходимо определить промежуточные положения останова привода и время ожидания при каждом останове. Расстояние, на который патрубок должен переместиться, отсчитывается и соответственно задается с начального положения в миллиметрах (мм), а время ожидания в секундах (с).

Максимально допустимое расстояние, на которое можно переместить патрубок соответствует 130 мм. Чтобы пропустить какое-либо промежуточное положение, необходимо в поле задания положения этой ступени задать позицию, равную значению предыдущей ступени, а значение времени задать равным нулю. После того, как нажата кнопка «Пуск» с блока функции «запись *VISA*» на МК передается код запуска, в свою очередь МК передает команду перехода на первое положение. Передача данных от МК в ПК происходит в формате шести байт: первый байт – младший байт количества импульсов (на данный момент), второй байт – старший байт количества импульсов (на данный момент), третий байт – младший байт количества импульсов (в прошлый момент), четвертый байт – старший байт кол-ва импульсов (в прошлый момент), пятый байт – команда передаваемая от МК в ПК, шестой байт – команда очередности чтения. Передача данных от ПК в МК происходит в формате одного байта – либо команда, либо значение текущего положения.

Как только основная программа приняла команду перехода, первый блок выдает команду «Вперед», одновременно считывая текущее значение счетчика, предварительно деленное на коэффициент, который отображает действительное положение пробоотборника.

МК принимает команду и выдает напряжение в 5 В соответствующая уровню логической единицы в четвертый разряд порта А, который в свою очередь открывает транзистор и подает напряжение на катушку реле – привод приходит в движение. После выдачи сигнала «Вперед» контроллер выполняет задержку чуть больше времени включения и выполняет опрос пятого разряда (при движении назад выполняет опрос третьего разряда) порта А, соединенного со вторыми блок-контактами реле. Если на входе имеется напряжение, соответствующее уровню

логической единицы, то на лицевой панели отобразится направление вращения, в противном случае это говорит о неполадках в реле. На экране *VFD* отображается текущее состояние привода (высвечивается надпись «ВПЕРЕД»), и текущее положение в мм. Программой постоянно ведется контроль положения по данным, принятым от МК. Как только происходит совпадение заданного и текущего положения, основная программа выдает команду останова МК. Тот в свою очередь принимает команду от ПК и отключает привод записью логического нуля в четвертый разряд (при движении назад останов выполняет записью логического нуля в шестой разряд) порта А, на экране отображается текущее состояние привода (в данном случае высвечивается надпись «ОСТАНОВ») и отправляет команду на выполнение подпрограммы задержки отменив при этом дальнейшую передачу данных, чтобы не переполнять буфер приема данных основной программы. По истечению задержки основная программа выдает команду об окончании времени ожидания. Контроллер принимает команду и передает команду перехода на второе положение, пересохраняет значения количества импульсов, возобновляет передачу данных и все повторяется вновь. На последней четвертой степени происходит возврат патрубка в исходное положение.

При нажатии на кнопку «Стоп» лицевой панели, основная программа выходит из подпрограммы и отправляет команду «Останов» в МК. Тот, в свою очередь, приняв эту команду останавливает привод. Следующей за этой командой принимается команда возврата патрубка в исходное положение. При этом программа МК переходит в подпрограмму возврата, где на экране *VFD* отображается надпись «ВЫХОД ИЗ ПРОГРАММЫ» и происходит возврат. По достижению начального положения программа в МК переходит в начало. Лицевая панель переходит в свое исходное положение (развернутое).

При нажатии на кнопку *SW2* на плате *STK500* программа переходит в режим местного управления при этом основная программа больше не действительна. В это время загорается светодиод, сигнализирующий переход на местное управление. Управление приводом производится нажатием на кнопки *SW6* (Вперед) и *SW7* (Назад) на плате *STK500*. Текущее положение отображается на экране *VFD*. Выход из режима местного управления происходит сбросом МК.

Запрос на считывание текущего положения (действительного) исходит от контроллера один раз за одиннадцать передач данных. На одиннадцатой передаче передается команда в составе шести передаваемых байтов, которая дает возможность считывать действительное текущее положение, иначе происходит чтение команды на выполнение определенного действия. На силовой плате имеются два трехштырьковых разъема, предназначенных для подключения оптических датчиков крайнего положения патрубка. В ИК – датчиках отражательного типа излучатель и фотоприемник (простой или составной фототранзистор) жестко закреплены в корпусе, и их оптические оси пересекаются под определенным углом вне корпуса. Когда детектируемый объект находится в области пересечения оптических осей излучателя и приемника, отраженный от него сигнал излучателя в точке приема максимален. Это приводит к резкому увеличению выходного тока фототранзистора, который в свою очередь подается на выводы МК.

Atmega 8515 обеспечивает производительность 1 млн. оп./сек. за счет выполнения большинства инструкций за один машинный цикл и позволяет

оптимизировать потребление энергии за счет изменения частоты синхронизации. AVR ядро объединяет большой набор инструкций с 32 рабочими регистрами общего назначения. Все 32 регистра непосредственно подключены к АЛУ (арифметико-логическое устройство), что позволяет указывать два регистра в одной инструкции и выполнить ее за один цикл. Данная архитектура обладает большей эффективностью кода и в 10 раз большей производительностью по сравнению с CISC микроконтроллерами. Она поддерживается набором инструментальных и программных средств для разработки приложений, в том числе: Си-компиляторы, макроассемблеры, отладчики/симуляторы, внутрисхемные эмуляторы, оценочные наборы.

Управляемая от микропроцессора система пробоотбора позволяет:

Выводить информацию о текущем состоянии пробоотборника на люминесцентный экран. Осуществлять связь с компьютером по COM порту, который может использоваться для управления технологическим процессом, осуществлять местное управление. Оператору задавать значения положения и вводить изменения в программу (в структуру блок-диаграммы) через интерактивное окно управления в среде графического программирования LabVIEW.

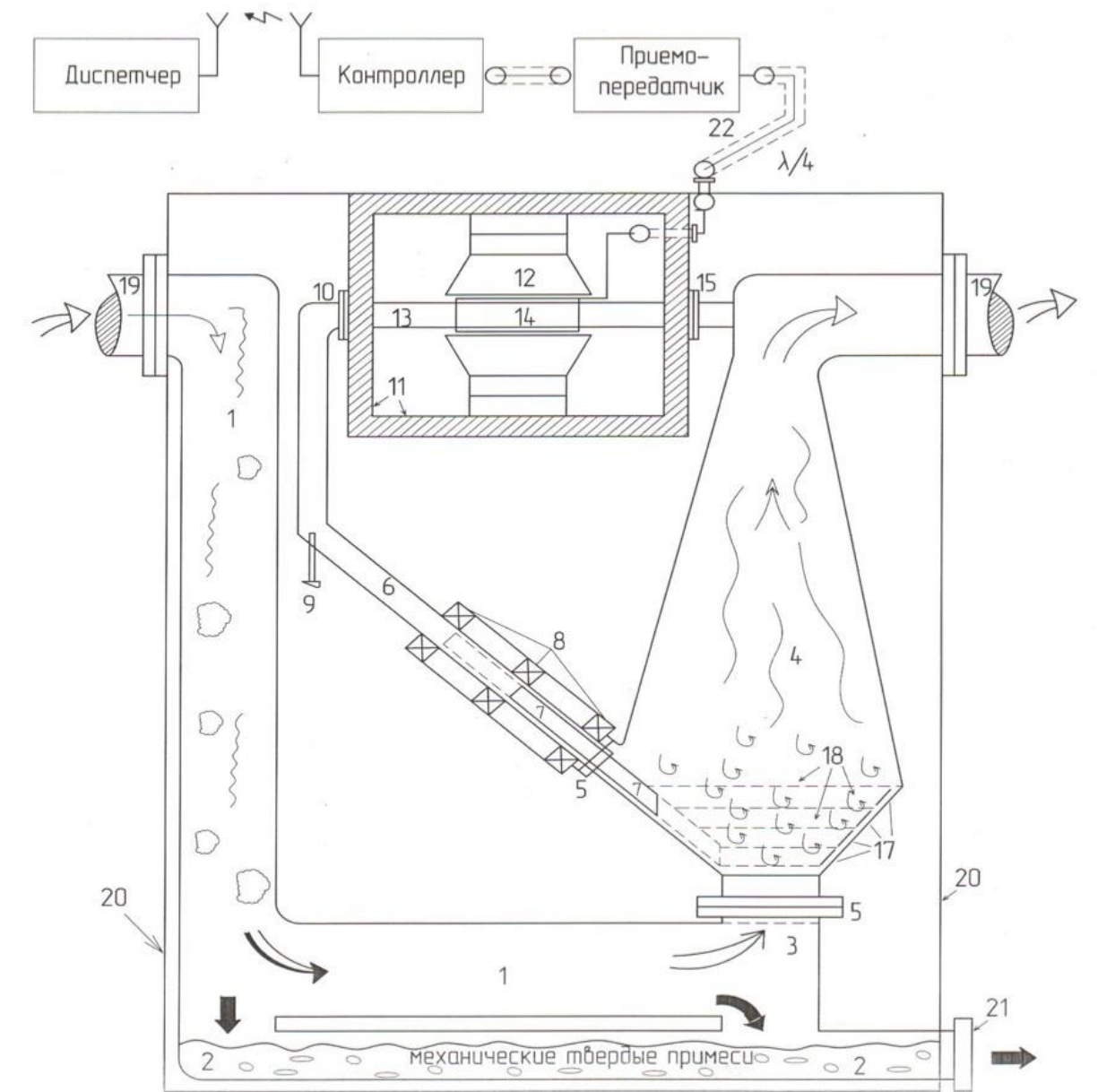
3.5. Проточный анализатор ЯМРА III

Недостатками нашего ЯМРА II второго поколения [59] являлись: вероятность расслоения фаз в горизонтально расположенном расширении измерительного конуса, возможность забивания патрубка асфальтено-смолистыми агрегатами и примесями, недостаточная турбулизация потока, недостаточная автоматизация процесса.

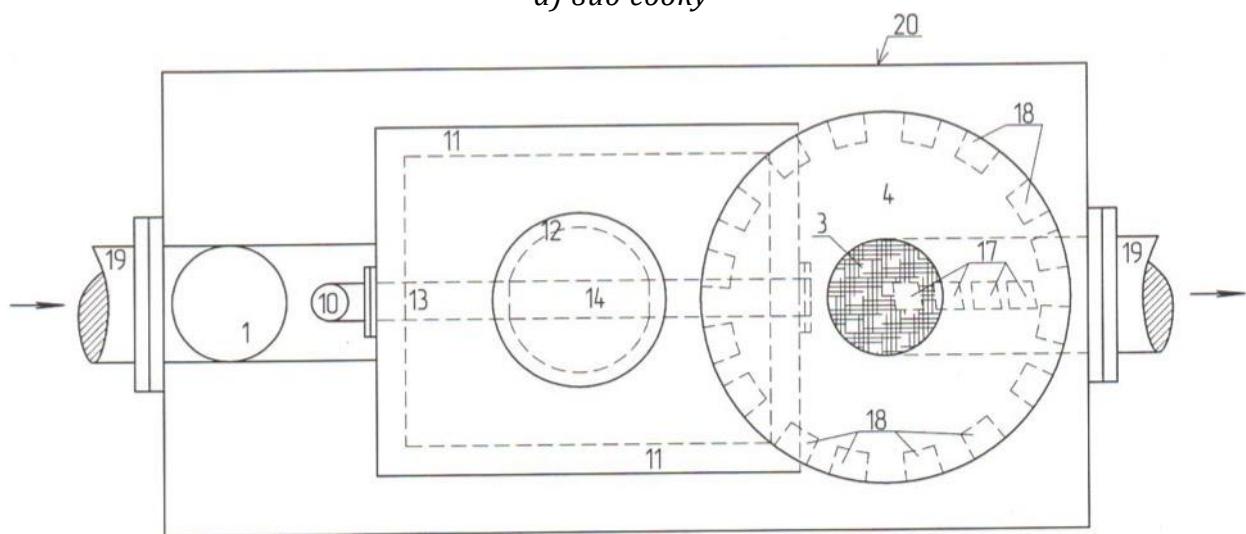
С целью устранения указанных недостатков и повышения представительности пробоотбора нами были предложены патенты на способ и устройство ЯМРА-III третьего поколения [62] и [63] с устройством, представленным на рисунке 8.

Расширение 4 измерительной трубы 1 располагается вертикально, что устраняет возможность расслоения и влияния на измерение неполного заполнения трубки 6, ведущей в датчик ЯМР. Перед входом в расширитель располагается сетка 3, защищающая от асфальтено-смолистых включений и механических примесей. Для интенсификации гомогенизации потока по периметру расширителя располагаются зубчатые кольца 18.

Перемещение патрубка 7 и значение S определяется контроллером 23 Atmega 851 SL по его положению, отсчитываемому по числу импульсов с обтюратора 24. В последнем случае перемещение патрубка 7 осуществляется электродвигателем 25, приводящим в движение шестеренку 26, перемещающую 7 зубчатой линейкой 27, жестко связанной с патрубком. Задание параметров перемещения осуществляется с окна интерфейса. Макет ЯМР-анализатора реализован в трубке $\varnothing 30$ мм в зазоре магнита релаксометра ПМР по [64] на резонансной частоте 9,2 МГц.



а) вид сбоку



б) вид сверху

Рисунок 8. Конструкция системы пробоотбора с ЯМР-анализатором по Патентам [62, 63]

В качестве схемотехники ЯМРАИИ использовались принципиальные электрические схемы разработанного нами [65-67] портативного автономного (с питанием от аккумулятора), переносного одним оператором Релаксометра ЯМР NP1, разработанного по госконтракту № 41-61P/6517 с федеральным «Фондом развития малых форм предприятий в научно-технической сфере». Время работы при питании от аккумулятора – 2 часа.

Управление релаксометром и обработка экспериментальных данных осуществляется через *Notebook* или персональным *PC*. В релаксометре используется магнитная система на сплавах из редкоземельных элементов *Nd Fe B*. Однородность поля не хуже $4 \cdot 10^{-4}$. В катушке датчика неоднородность высокочастотного поля $< 2\%$ в 75% ее объема.

Устройства в нефтедобыче и нефтехимии, управляемые от релаксометра, и методики измерения защищены 6 патентами РФ (№ 2135986, 2319138, №67719, № 73486, №74710, № 75046). Они не имеют мировых аналогов, ЯМР NP-1 участвовал в Саммите Республики Татарстан в Лондоне (2006 г.). Изготовлены несколько приборов для вузов РФ: Пермского госуниверситета, Екатеринбургского госуниверситета, Казанского федерального университета и Казанского государственного энергетического университета.

В таблице 7 приведены характеристики лабораторных ЯМР-релаксометров в сравнении с портативным Релаксометром ЯМР NP1.

Таблица 7. Сравнительные характеристики ЯМР-релаксометров

| Показатели | Портативный Релаксометр ЯМР Идея-Резонанс, Казань | Minispec mq (Bruker, ФРГ) | MQA 6005 (Oxford, Англия) |
|------------------------------------|---|----------------------------|----------------------------|
| Амплитуда $\sim v^2 D^2$ | 900 -1290 | 1600 | 100 |
| Резонансная частота, МГц | 10 - 12 | 10 - 65 | 2 |
| Диаметр ампулы, мм | 10-30 | 5- 40 | 50 |
| Потребляемая мощность, ВА | 15 (от аккумулятора и сети ~ 220 В) | 300 (от сети ~ 220 В) | 300 (от сети ~ 220 В) |
| Габариты: электроники, Магнита, см | 4x25x30 20x15x10 | 106x54x43 106x54x43 | 39x61x31 32x28x27 |
| Масса, кг | <15 | 80 | 100 |
| Цена. | 21000 \$ (2017 г.) | 120 000 \$ (1999 г.) | 45000 & (1996 г.) |

На рисунок 9 представлен общий вид портативного релаксометра.

Релаксометр не имеет аналогов, и может быть сравнен лишь с лабораторными релаксометрами *Minispec mq (Bruker, ФРГ)*, и *MQA 6005 (Oxford, Англия)* (рисунок 10), перед которыми он имеет (помимо явного преимущества питания от аккумулятора) также ряд неоспоримых преимуществ, описанных в таблице 7.

Следующее поколение проточных ЯМР-анализаторов многофазных потоков разрабатывается на базе схемотехники Портативного релаксометра ЯМР-NP2.

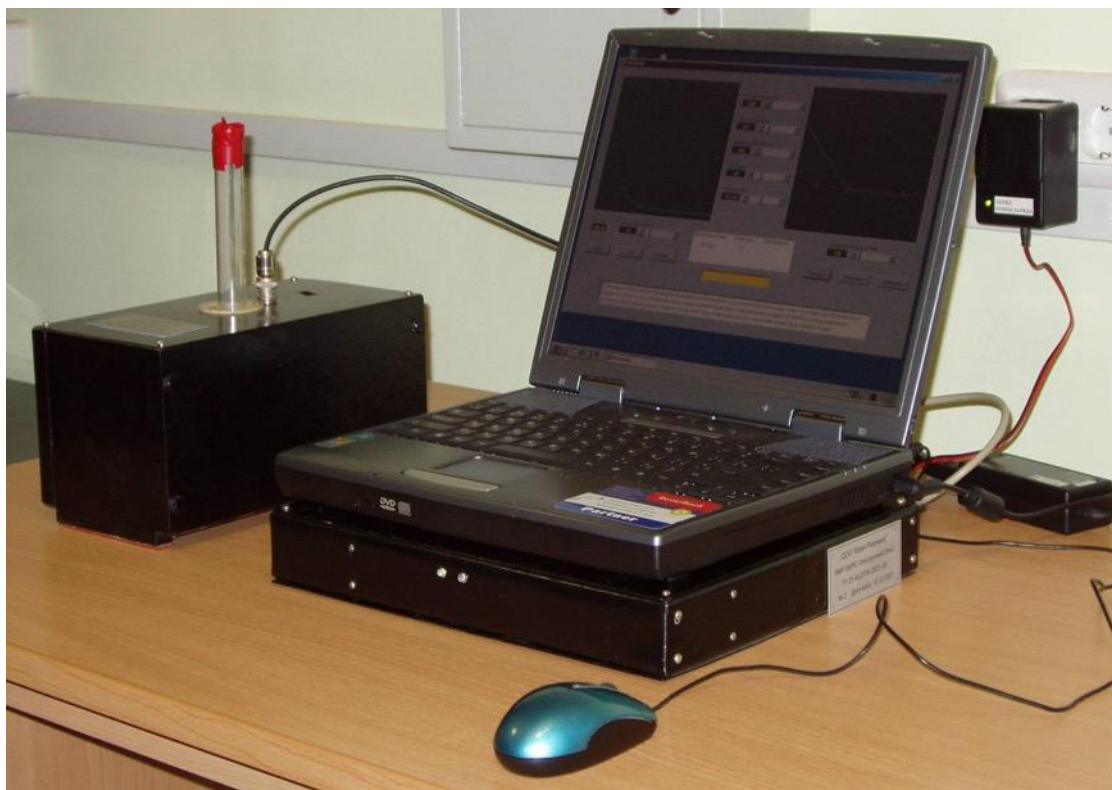


Рисунок 9. Портативный переносной релаксометр ЯМР

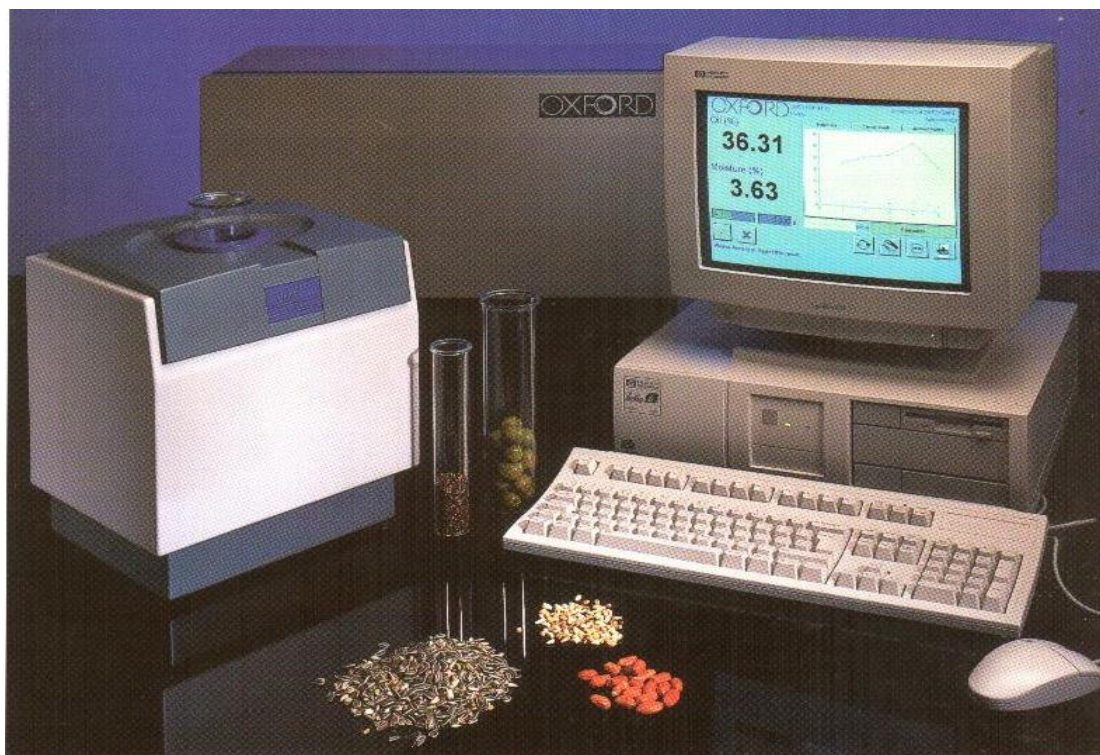


Рисунок 10. Лабораторный Релаксометр ЯМР MQA 6005 (UK) на Ø50 мм, 1996 г.

В таблице 8 приведены сравнительные характеристики проточных ЯМР-анализаторов.

Таблица 8. Сравнительные характеристики проточных ЯМР-анализаторов

| Название ЯМР-анализатора, (компания) | Диапазон измер.: дебита (т/сут), воды, нефти, газа (%) | Макс. давл Мпа | Масса (кг) | Погрешность (% отн.) |
|---|--|----------------|------------|--|
| Недра КНИРТИ, Казань, год.эффект 2 млн. руб (2000 г.). | 1-200 (дебит); 0-95 (вода); 0-100 (нефть) 0-250 (газ) | 6.4 | 350 | ±2.0; ±4.0 (вода); ±6.0 (газ) |
| Недра-40 (Радио-прибор, Казань), цена – 700 т.р. (2003 г) | 1-200 (дебит), 0-95 (вода), 0-95 (нефть) 0-250 (газ) | 6.4 | 350 | ±2.0; ±2.0, 4.0(вода) ±2.0 (нефть) ±6.0 (газ) |
| Канал-Квант (Радио-прибор, Альметьевск), 2004 г. | 0-60 (дебит) 0-100 (вода) | 20.0 | | ±4 (дебит) ±5 (СКЖ) |
| Струя (ВИТ, Москва) ЯМРАН-КОУН-30, сертификат 2007 г. | 10-30000 (дебит); 0-100 (вода); 0-100 (нефть) 0-250 (газ) | 4.0 | 4500 | ±2.5; ±1.0 (вода) ±1.0 (нефть) ±4.0 (газ) |
| ЯМРА-II, III Цена – 3300 т.р. (2016 г.) | 1-200 (дебит); 0-100 (вода, нефть); 0-250 (газ); 700-1100 (плотность); 1.5-15 мкм (дисперсн); 0.3-8 (сера) | 20.0 | 120 | ±1.5 расход; ±2.0 вода, нефть; ±5.0 газ ±3 (плотность); ±3 (дисперсн); ±3 сера, состав |

3.6. Метрологическое обеспечение достоверности измерений

При разработке метрологического обеспечения измерений ЯМР-параметров ЯМРА в соответствии с требованиями системы сертификации ГОСТ Р Госстандарта России использованы документы:

1. Технические условия на Релаксометр ЯМР ТУ 25-4823764.0031-90. Министерство приборостроения. Разработка методик на портативном релаксометре базировалась на этом же ТУ с учетом новизны комплектации, системы управления и обработки данных на Ноутбук.

2. Программа и методика испытаний Релаксометра ЯМР Фа 2.840.017 ПМ1, утвержденная в НПО «Нефтепромавтоматика». Министерство электро-технической промышленности и приборостроения, 1990. 8с. Для испытаний средства измерения по ГОСТ 12997-94.

3. Акт испытаний технико-экономических параметров анализатора «Релаксометра ПМР». Инновационно-производственный Технопарк «Идея». ООО «Идея-Резонанс» 12 ноября 2007 г.

При проточном анализе методом ЯМР могут иметь место следующие погрешности – случайные, систематические, дополнительные, связанные с погрешностями параметров аппаратуры, изменением внешних условий, разложения огибающей сигналов спин-эхо на компоненты.

Погрешности аппаратурные представлены воспроизводимости, дополнительной, систематической и основной погрешностями.

Максимальная погрешность воспроизводимости амплитуды сигнала γ_B :

$$\gamma_B = \Delta_{\text{куMax}} 100\% / (\lambda_{\text{max}} - \lambda_{\text{min}}) = \Delta_{\text{куmax}} 100\% / Nq = 100\% / 2N, \quad (3.6)$$

где $\Delta_{\text{куMax}}$ – абсолютная погрешность АЦП, $N = \lambda_{\text{max}} - \lambda_{\text{min}}$ – число интервалов q квантования. То есть для 8-разрядного АЦП $\gamma_B = 100\% / 2 \cdot 256 = \pm 0,2\%$. Линейность амплитудного детектора в аппаратуре ЯМР составляла не менее 40 Дб, что обеспечило линейность амплитудных измерений в пределах $N = \lambda_{\text{max}} - \lambda_{\text{min}} = 2^8 = 256$, а погрешность по уровню $\Delta_{\text{ку}}$ определялась величиной квантования сигнала q в АЦП, т.е. $\Delta_{\text{ку}} = q/2 = \pm 0,2\%$.

Дополнительная погрешность γ_d была вызвана изменением f (кГц) поля магнита от температуры внешней среды. Исследования показали, что эта зависимость может быть описана уравнением:

$$f \text{ (кГц)} = 8050 \text{ (кГц)} - 4,47 \{t \text{ (}^\circ\text{C)} - 15\} \text{ (кГц/}^\circ\text{C)} \quad (3.7)$$

То есть расстройка поля составила 22,5 кГц при перепадах температуры на каждые $\pm 5^\circ\text{C}$ в окружающей среде, что соответствует $\gamma_d = \pm 0,24\%$. Но это не сказывается на настройке релаксометра на резонанс, поскольку ширина полосы датчика составляла 800 кГц, а приемного тракта 300 кГц.

Неоднородность поля H_1 минимизировалась использованием рулонной катушки датчика, которая имеет неоднородность $\delta H_1 < 2\%$ в 75% объема. Погрешность от нестабильности поля H_1 не превышала $\pm 0,3\%$. Стабильность длительностей импульсов автоматически обеспечивалась фиксированными уровнями цифровых микросхем. Стабильность питающих напряжений составляла $\pm 0,2\%$. Поэтому $\gamma_d = \pm (0,2 + 0,24 + 0,3 + 0,2)\% \approx \pm 0,94\%$.

Систематические и дрейфовые погрешности, происходившие от изменений характеристик элементов аппаратуры устранялись регулярной коррекцией по стандартным образцам, например по раствору медного купороса с известными амплитудами сигналов ЯМР и времен релаксации. Стабильность температуры в термодатчиках поддерживалась с точностью $\pm 0,5^\circ\text{C}$, что соответствовало систематической погрешности $\gamma_c = \pm 0,25\%$.

Таким образом, основная инструментальная погрешность составила:

$$\gamma_0 = \gamma_B + \gamma_d + \gamma_c = \pm (0,24 + 0,94 + 0,25)\% = \pm 1,44\% \approx \pm 1,4\%$$

Погрешности обработки результатов измерений

Измерения времен спин-решеточной T_{1i} , спин-спиновой T_{2i} релаксации и их населенностей протонов P_{2i} и P_{1i} выполнялись по методике Хана [66] и Карра-Парселла-Мейбум-Гилла (КПМГ) [67]. Для измерения T_{1i} использовалась последовательность импульсов $90^\circ\text{-}\tau\text{-}90^\circ\text{-}\tau_0\text{-}180^\circ$ в режиме измерений с периодом запуска серии импульсов $T = 9$ с, шагом $\tau = 3$ мс, числом шагов $N = 100$, числом накоплений – 3. При измерении T_{2i} использовалась последовательность КПМГ $90^\circ\text{-}\tau\text{-}(180^\circ\text{-}2\tau)_N$ с $T = 9$ с, числом 180° -х импульсов $N = 900$, интервалом между 180° -ми импульсами $2\tau = 200$ мкс, $n = 10$. Зависимость огибающей амплитуд A_e спин-эхо в методике Хана и КПМГ после амплитудного детектирования всегда описывалась при измерениях спин-решеточной и спин-спиновой релаксации уравнениями:

$$A_e = 1 - \sum_{i=A,B,C} A_{1i} \exp(-t/T_{1i}) \quad (3.8)$$

$$A_e = \sum_{i=A,B,C} A_{2i} \exp(-t/T_{2i}) \quad (3.9)$$

где A_{1i} и A_{2i} (в относительных единицах) соответствуют населенностям протонов $P_{1A}, P_{1B}, P_{1C}, P_{2A}, P_{2B}, P_{2C}$, то есть числу протонов, участвующих в разных видах движений, определяющих времена релаксации, а T_{1i} и T_{2i} – временам спин-решеточной и спин-спиновой релаксации протонных фаз $i = A, B$ и C . Результаты измерений амплитуд спин-эхо логарифмировались и графоаналитически раскладывался на три экспоненты с соответствующими временами T_{1i} и T_{2i} и населенностями протонов P_{1i} и P_{2i} , соответствующими амплитудам этих трех экспонент (точкам пересечения аппроксимирующей экспоненту прямой с осью ординат). Тогда для каждой компоненты со временем релаксации T_{2i} и амплитудой A_i будет выполняться соотношение:

$$\ln(A_t/A_0) = -t/T_{2i} + \ln A_i \quad (3.10)$$

Путем последовательного вычитания из экспериментальных точек теоретических прямых, соответствующих компонентам, начиная с самой длинновременной компоненты, последовательно получаем T_{2i} и амплитуды A_i для протонных фаз. В качестве времен T_{2i} спин-спиновой релаксации принималось время, в течение которого амплитуда сигнала спин-эхо уменьшалась в e раз.

Мы сочли возможным, разложить огибающую на три компоненты, поскольку времена релаксации различных компонент различались в 4-5 раз. Существенное различие времен релаксации (по концентрации не менее 10%) гарантирует надежное разделение. Результаты одного такого анализа приведены на экране компьютера (рисунок 10).

При достаточном количестве экспериментальных точек (около 50-ти), надежность разделения нами была проверена альтернативным методом – обратным преобразованием Лапласа временной зависимости сигнала как зависимость вероятности появления данных значений времен релаксации (введено S.W.Provencher [68]. В Интернет имеется также прикладная программа *CONTIN, DASHA* и др. для такого разделения.

Погрешности измерений времен релаксации $\Delta T_2/T_2$ можно оценить с использованием формулы для скоростей релаксации:

$$(T_2)^{-1} = (T_2^*)^{-1} + (T_{2\text{ест}})^{-1} \quad (3.11)$$

где $(T_2^*)^{-1} = \gamma\delta H/2\pi$ – обусловлена неоднородностью магнитного поля, $(T_{2\text{ест}})^{-1}$ – обусловлена естественными релаксационными процессами (диполь-дипольным, скалярным и т.д.). В нашем случае неоднородности поля $\delta H/H_0 = 10^{-4}$ при резонансной частоте 9.2 МГц будет соответствовать значению $(T_2^*)^{-1} = 3 \cdot 10^{-3} \text{ с}^{-1}$, а для нефти $(T_{2\text{ест}})^{-1} \approx 20 \text{ с}^{-1}$. В этом случае величина $\Delta T_2/T_2 \approx 1 \%$.

Доверительная вероятность P_d измерений бралась равной $P_d = 0,9$, то есть принималось, что 90% измерений попадает в границы полосы приведенной погрешности, что обычно и делается при систематических измерениях [69]. Тогда, погрешности измерения будут:

$$\gamma_i = \gamma_{\text{иср}} \pm k_i \sigma_i, \quad (3.12)$$

где k_i – квантильный множитель, соответствующий данному P_d , σ_i – среднеквадратическое отклонение (СКО) или выборочная дисперсия. При $P_d = 0,9$ для любого закона распределения погрешностей, $k_i = 1,6$, поэтому:

$$\gamma_i = \gamma_{\text{ср}} \pm 1,6\sigma_i \quad (3.13)$$

где σ_i определяется по формуле:

Стандартное отклонение среднего, полученного по n измерениям, отличается от σ отдельного измерения в $1/\sqrt{n}$ раз. То есть точность измерения растет в \sqrt{n} раз, поэтому при измерениях стремились к максимальному n . Погрешность измерения γ_i лежала в пределах $\gamma_i = \pm 1,5\%$ для измерений амплитуд сигналов и $\gamma_i = \pm 2,5\%$ для измерений времен релаксации.

Таким образом, с учетом инструментальной погрешности $\gamma_0 = \pm 1,44\%$, основная погрешность измерений составила $\gamma_i = \pm 3,94\%$.

Приведем процедуру обработки данных при получении метрологических параметров ЯМР-релаксации на примере измерения T_{2i} и P_{2i} в нефти плотностью $\rho = 908 \text{ кг/м}^3$ путем деления огибающей сигналов спин-эхо на три компоненты. В режиме измерений: период запуска $T = 500 \text{ мс}$, временного интервала между 90° и 180° импульсами $\tau = 300 \text{ мкс}$, числа 180° импульсов $N = 40$, числа накоплений $n = 30$, при температуре $20 \pm 0,5 \text{ }^\circ\text{C}$ были получены 10 значений. Предполагая, что погрешность Δ_i является случайной с нормальным законом распределения, математическое ожидание погрешности $M[\Delta_i] = 0$, т.е. нет систематической; имеет дисперсию σ^2 одинаковую для всех измерений; погрешности отдельных измерений x_1, x_2, \dots, x_n независимы, вычисляем оценку \underline{a} значения измеряемой величины:

$$\underline{a} = (1/n)\sum x_i = \underline{x}$$

дисперсии σ_i^2 и среднеквадратические отклонения σ_i , а также относительные ошибки σ^2/x . Для параметров ЯМРР они представлены в таблице 9.

Таблица 9

| Метрологические параметры | Среднеарифметические \underline{x} $M[\underline{x}] = \underline{a}$ | Дисперсии σ^2 с промахами | Среднеарифметические \underline{x} без промах | Дисперсии σ^2 без промахов | Среднеквадрат. отклонения σ | Ошибки а σ^2/\underline{x} (%) |
|---------------------------|--|----------------------------------|---|-----------------------------------|------------------------------------|---------------------------------------|
| T_{2A} (мс) | 16.68 | 0,6917 | 16.91 | 0.3071 | 0.554 | 1.82 |
| T_{2B} (мс) | 4.08 | 0,0516 | 4.07 | 0.0369 | 0.192 | 0.91 |
| T_{2C} (мс) | 1.36 | 0.0584 | 1.27 | 0.0220 | 0.148 | 1.73 |
| P_{2A} (%) | 21.63 | 6.576 | 23.35 | 1.135 | 1.065 | 1.06 |
| P_{2B} (%) | 46.49 | 6.442 | 46.98 | 3.822 | 1.955 | 1.95 |
| P_{2C} (%) | 31.88 | 9.745 | 29.67 | 3.096 | 1.759 | 1.76 |

При вычислении значений параметров ЯМРР ошибки составили: $\gamma_{T2} = \pm 1,82\%$ для времен релаксации и $\gamma_P = \pm 1,95\%$ для населенностей протонов.

Перед измерением ЯМРА поверяется. Систематические и дрейфовые погрешности устранялись коррекцией путем прокачки через датчик стандартных образцов воды и нефти с известными параметрами ЯМР.

Глава 4. Методики измерения параметров скважинной жидкости

Для контроля качества СКЖ разработаны следующие методики определения:

1. Расхода СКЖ и ее компонентов с относительной погрешностью $\pm 1.5 \%$;
2. Концентрации воды и нефти в СКЖ в диапазоне 0-100%, с отн. погрешностью $\pm 2\%$;
3. Газового фактора в СКЖ во всем диапазоне с максимальной погрешностью $\pm 5 \%$;
4. Плотности СКЖ и нефти с относительной погрешностью $\pm 3 \%$.

4.1. ЯМРР-методики контроля скважинной жидкости по ГОСТ 8-615-2005

Приведем описания некоторых из разработанных нами методик измерения физико-химических параметров (ФХП) в СКЖ [58, 59, 62-66].

Измерения расхода

Для измерения расхода входной патрубков ЯМРА II, III располагается в таком положении сечения расширения трубы, которое обеспечивает диапазон скоростей потока, для которого нами была получена зависимость значений скорости релаксации $(T_{2\text{эфф}})^{-1} = (T_{2o})^{-1} + (\tau)^{-1}$, (где $T_{2\text{эфф}}$ – измеряемое время релаксации потока, T_{2o} – время релаксации неподвижной жидкости, τ – время пребывания жидкости в объеме катушки датчика) от скорости потока V (м/с) (рисунок 11) или расхода Q (л/час) (рисунок 12), представленная для 25%-й и 90%-й эмульсий и чистой воды. Значения V и Q определяют по формулам:

$$V = K_c S [(T_{2o})^{-1} + (\tau)^{-1}] / K S_d \quad (4.1)$$

$$Q = K_c S [(T_{2o})^{-1} + (\tau)^{-1}] \quad (4.2)$$

где $K = S/S_d$ – коэффициент редукиции, S_d и S – площади сечений трубки датчика ЯМР и трубы (на уровне положения патрубка в коническом расширении измерительной трубы), K_c – коэффициент в зависимости $Q_d = K_c S_d (T_{2\text{эфф}})^{-1}$, зависящий от состава. Расход Q_i (и соответственно скорости V_i) отдельных компонент жидкости определяют по формуле:

$$Q_i = Q \cdot P_i \quad (4.3)$$

где P_i – концентрация i -й компоненты смеси, определяемой из огибающих эхо в методике КПМГ, показанной в виде фотографий экрана монитора на рисунке 13.

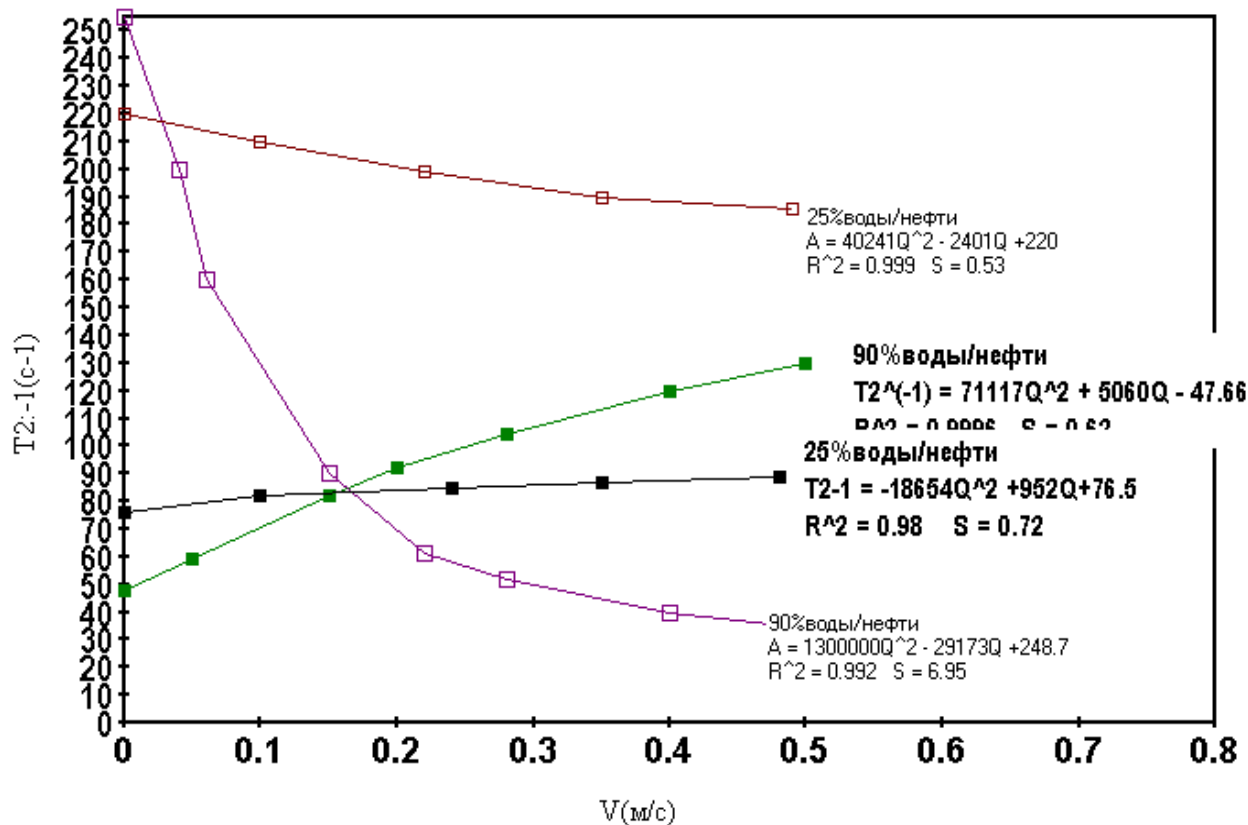


Рисунок 11. Зависимости $(T_{2эфф})^{-1} = (T_{2o})^{-1} + (\tau)^{-1}$ от скорости V потока

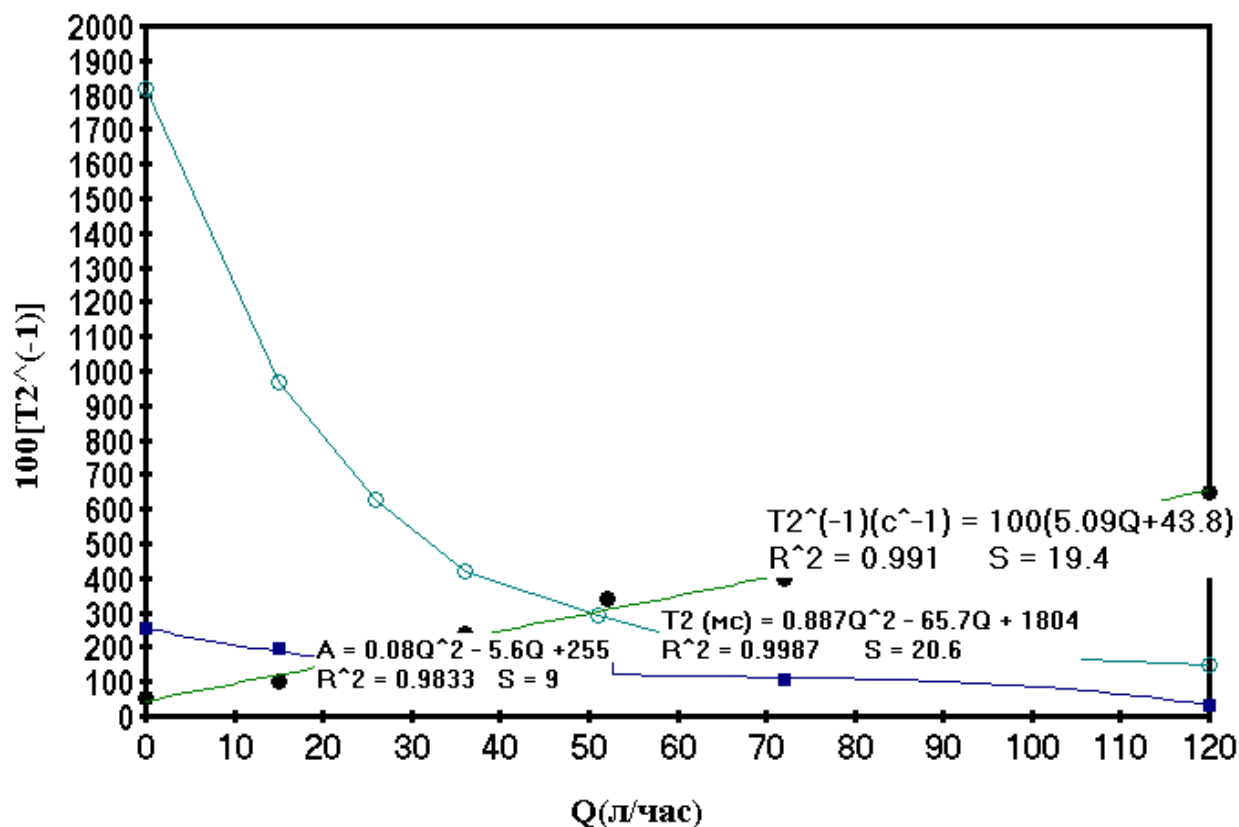


Рисунок 12. Зависимости $(T_{2эфф})^{-1} = (T_{2o})^{-1} + (\tau)^{-1}$ от расхода Q потока

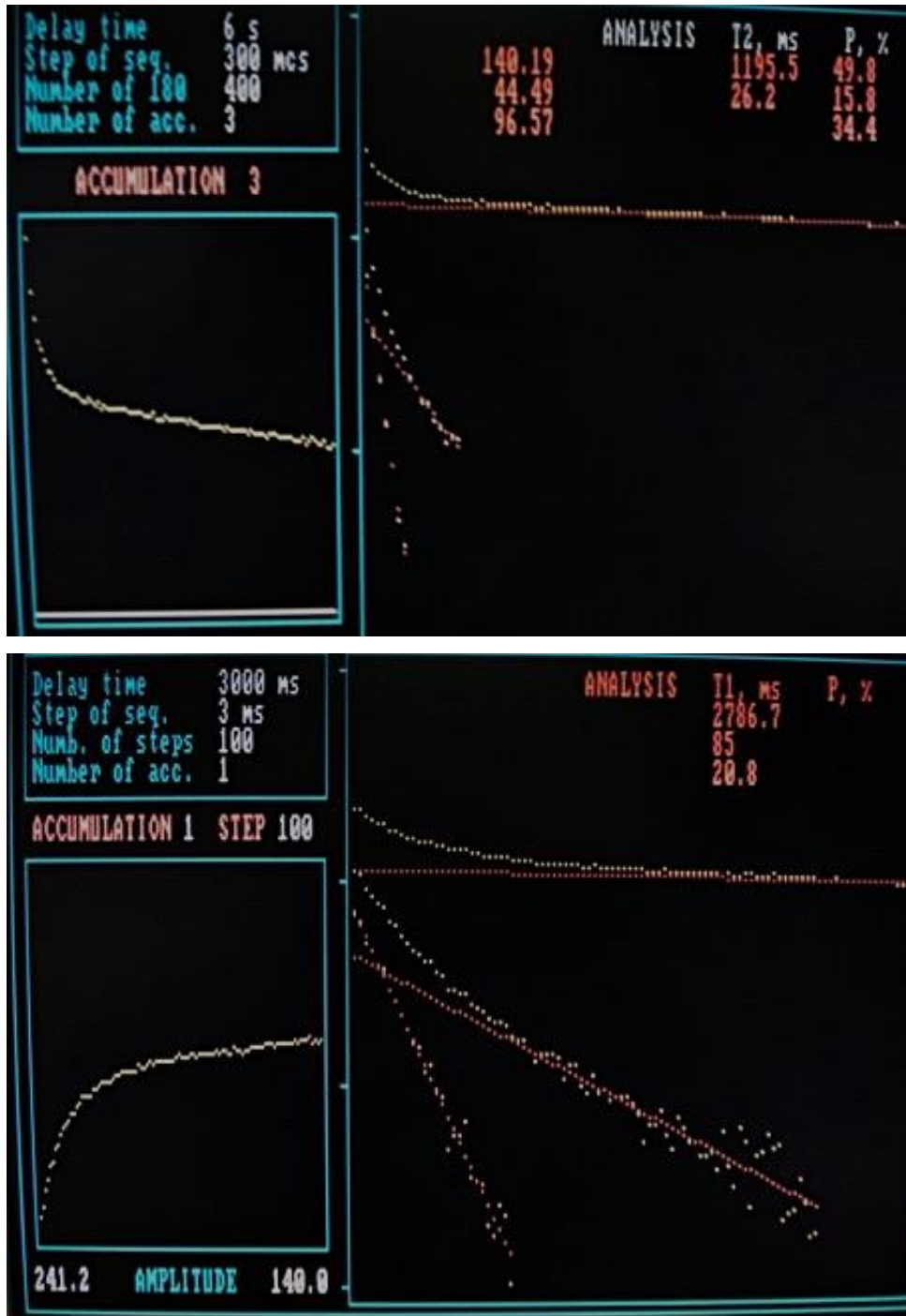


Рисунок 13. Разделение на компоненты огибающих спин-эхо при определении времен спин-спиновой T_2 и спин-решеточной T_1 релаксации методиками КПМГ и Хана

Измерение концентрации воды

Определение концентрации воды осуществляется по способу, предлагаемому в патентах [58, 59] измерением времен спин-спиновой релаксации $T_{2В}$, $T_{2Н}$ и T_2^* по начальным участкам огибающих эхо, включающим все экспоненциальные компоненты фаз. Влажность определяется по формуле:

$$W = T_{2В} (T_2^* - T_{2Н}) 100\% / T_2^* (T_{2В} - T_{2Н}) \quad (4.4)$$

Число 180° -х импульсов N в методике КПМГ выбирается из формулы:

$$N = k_3 \rho - k_4 \quad (4.5)$$

где ρ_H – плотность нефти в $\text{кг}/\text{м}^3$, $k_3 = 0,34$, $k_4 = 284$.

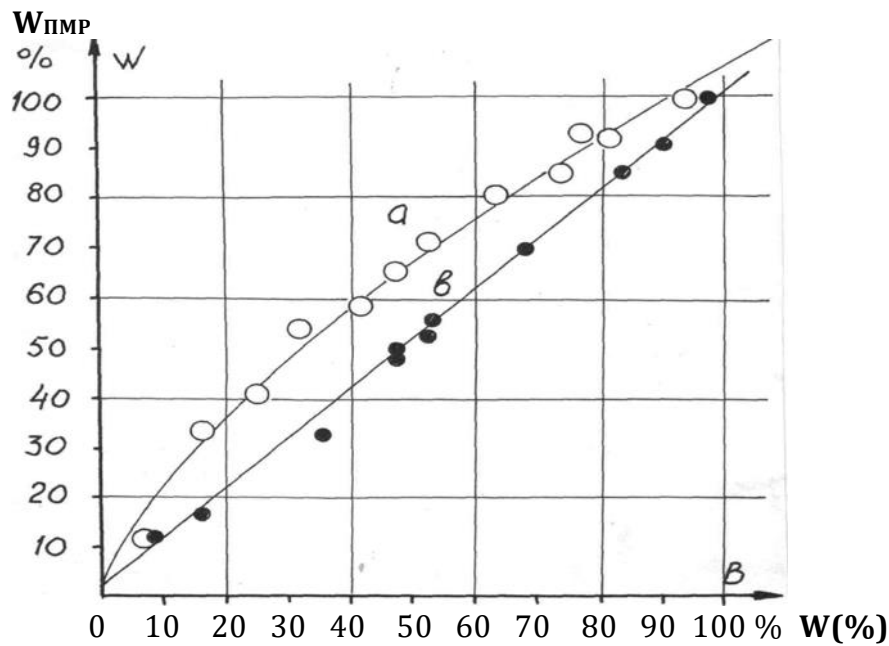


Рисунок 14. Линейризация зависимости $W_{\text{ПМР}}$ по данным ПМР от реальных значений $W(\%)$ концентрации воды в образцах эмульсий воды в нефти

Кривая *a* на рисунке 14 соответствует числу импульсов $N=10$, прямая *б* соответствует $N=23$. В результате во всем диапазоне измерений созданы условия одинаковой крутизны (чувствительности).

При измерениях малых концентраций воды и нефти (сигнал от которых имеет амплитуду на уровне шумов или пропадает в области парализации приемника) добавление определенного количества измеряемого компонента облегчает разделение огибающей сигналов спин-эхо на экспоненты, а эффективное время релаксации имеет более точное значение вследствие меньшего шума.

Измерение концентрации нефти

Концентрацию нефти O определяется по формуле $O = 100 - W$ или в случае больших обводненностей СКЖ (малых концентрациях нефти):

$$O = (T_{2В}T_{2Н} - T_2^*T_{2Н} - O^*T_{2В}T_2^*) / T_2^*(T_{2В} - T_{2Н})100\%, \quad (4.6)$$

Где O^* – доля добавленной нефти.

Измерение объемного содержания газа

Объемное содержание газа $V_G^{\text{ЯМР}}$ определяется по формуле:

$$V_G^{\text{ЯМР}} = (A_0 - A_G) / A_0 \quad (4.7)$$

где A_0, A_G – начальные амплитуды при полном заполнении датчика сырой нефтью и частичном заполнении его газом. Погрешность измерений в стационарных условиях не более 1,4%, а на потоке 4,85%.

Измерение плотности нефти

Плотность нефти ρ_n в диапазоне 700-1100 кг/м³ по предлагаемому способу методом импульсного ПМР можно определять в соответствии с полученными корреляциями между ρ_n и временами релаксации нефти T_{1H}, T_{2H} . На рисунке 15 представлена зависимость $\rho_n (T_{1H})$ в диапазоне 700-900 кг/м³.

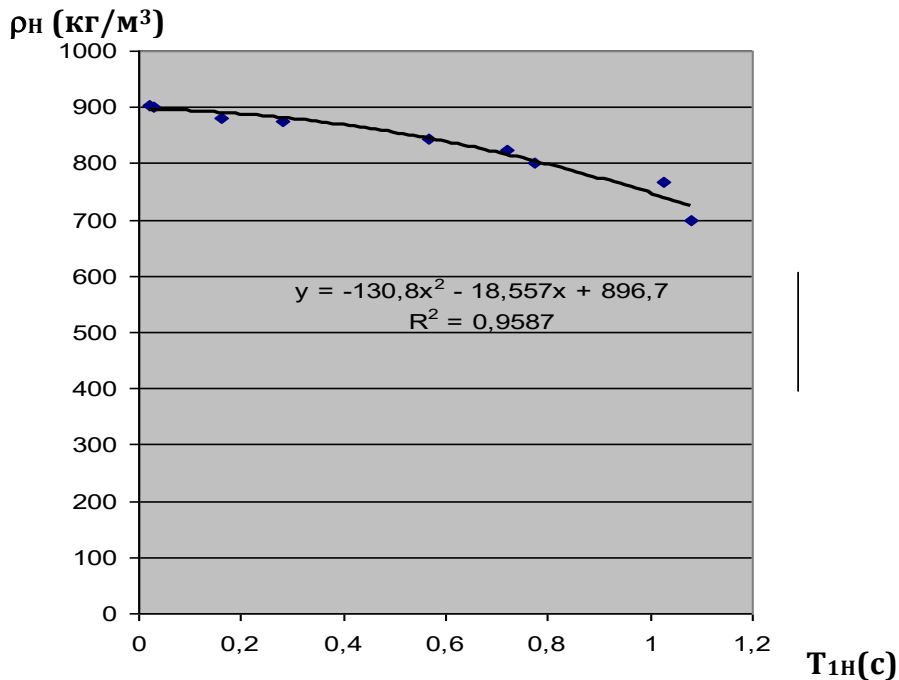


Рисунок 15. Зависимость ρ_n от времен релаксации T_{1H} в диапазоне 700-900 кг/м³

Зависимости $\rho_n(T_{1H})$ и $\rho_n(T_{2H})$ можно аппроксимировать полиномами второй степени. При измерениях по временам спин-решеточной релаксации T_{1H} (сек) экспериментальные зависимости с коэффициентами регрессии $R^2 = 0,9587$ и $R^2 = 0,9554$ в единицах ρ_n (кг/м³) аппроксимируются уравнениями:

$$\rho_n = 896,7 - 18,557(T_{1H}) - 130,8(T_{1H})^2, \text{ для } \rho_n = 700-900 \text{ кг/м}^3 \quad (4.8)$$

$$\rho_n = 1089,3 - 9801(T_{1H}) + 112963(T_{1H})^2, \quad \text{для } \rho_n = 900-1000 \text{ кг/м}^3 \quad (4.9)$$

При измерениях по временам спин-спиновой релаксации T_{2H} (сек) зависимости с $R^2 = 0,9193$ и $R^2 = 0,8943$ аппроксимируются уравнениями:

$$\rho_n = 877,1 + 7,27(T_{2H}) - 260,1(T_{2H})^2, \text{ для } \rho_n = 700-900 \text{ кг/м}^3 \quad (4.10)$$

$$\rho_n = 1120,4 - 7399,5(T_{2H}) + 63085(T_{2H})^2, \quad \text{для } \rho_n = 900-1000 \text{ кг/м}^3 \quad (4.11)$$

То есть во всех случаях в высокими коэффициентами регрессии зависимости аппроксимируются уравнениями типа ур.(4.12):

$$P_i = k_{mi} + k_{ni} (T_{1,2i}) + k_{li} (T_{1,2i})^2 \quad (4.12).$$

Измерение вязкости

Нами установлены корреляции между кинематической вязкостью (определяемой капиллярным вискозиметром) и временами релаксации в нефтях в диапазоне динамических вязкостей $\eta = 0,586 - 59,45$ сПуаз, или кинематических вязкостей ν в диапазоне 1,5-66 сСт (связаны соотношением

$\eta = \nu \rho_H$). По предлагаемому способу методом импульсного ПМР вязкости ν (сСт) по измерениям T_{1H} (с) аппроксимируются с коэффициентами регрессии $R^2 = 0,9913$, $R^2 = 0,8824$, $R^2 = 0,8735$ и $R^2 = 0,8783$ соотношениями:

$$\nu = 3,5(T_{1H})^{-1,129} = k_{\eta 1} + k_{\eta 2}(T_{1H})^{k_{\eta 3}}, \text{ для } \nu > 4 \text{ сСт} \quad (4.13)$$

$$\nu = 62,89 \exp(-4,1666 T_{1H}) = k_{\eta 1} + k_{\eta 2} \exp(-k_{\eta 3} T_{1H}), \text{ для } \nu > 4 \text{ сСт} \quad (4.14)$$

$$\nu = 1,713(T_{1H})^{-2,177} = k_{\eta 1} + k_{\eta 2}(T_{1H})^{k_{\eta 3}}, \text{ для } \nu = 1,5 - 4 \text{ сСт} \quad (4.15)$$

$$\nu = 20,276 \exp(-2,4545 T_{1H}) = k_{\eta 1} + k_{\eta 2} \exp(-k_{\eta 3} T_{1H}),$$

для $\nu = 1,5 - 4 \text{ сСт}$ (4.16)

Зависимости вязкости ν (сСт) в диапазоне 4 – 66 сСт по измерениям времен спин-спиновой релаксации T_{2H} (с) аппроксимируются с коэффициентами регрессии $R^2 = 0,9458$, $R^2 = 0,8588$ уравнениями:

$$\nu = 2,04(T_{2H})^{-1,01} = k_{\eta 1} + k_{\eta 2}(T_{2H})^{k_{\eta 3}}, \text{ для } \nu > 4 \text{ сСт} \quad (4.17)$$

$$\nu = 56,9 \exp(-7,39 T_{2H}) = k_{\eta 1} + k_{\eta 2} \exp(-k_{\eta 3} T_{2H}), \text{ для } \nu > 4 \text{ сСт} \quad (4.18)$$

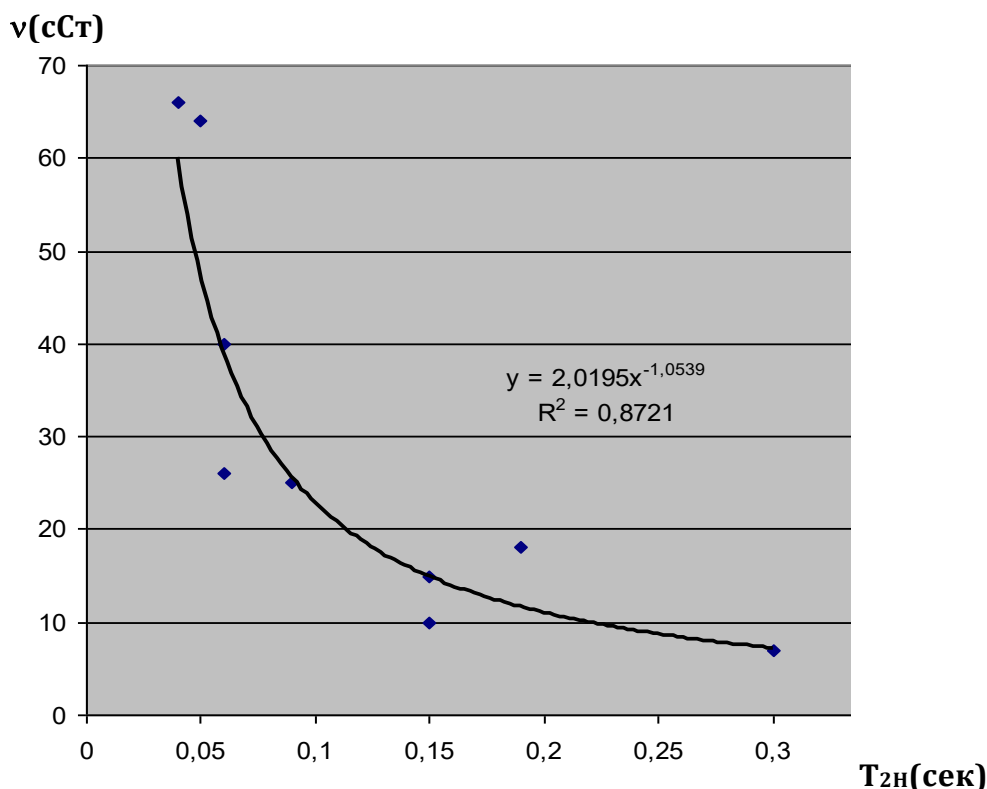


Рисунок 16. Зависимость между кинематической вязкостью ν (сСт) нефти и временами спин-спиновой T_{2H} (сек) релаксации

Наши данные коррелируют с результатами Jones [73] с коэффициентом регрессии $R^2 = 0,8721$. Отметим, что сами данные В. Jones оценивает с коэффициентом регрессии $R^2 = 0,7928$.

Для 0,5-1%-х эмульсий полученные зависимости во всем диапазоне измерений вязкости описываются с $R^2 = 0,9906$ уравнением:

$$\nu = 2,339(T_{2H})^{-9,9114} = k_{\eta 1} + k_{\eta 2}(T_{2H})^{k_{\eta 3}} \quad (4.19)$$

4.2. Моделирование процесса измерения параметров скважинной жидкости в программном пакете *LabView*

Программа измерения параметров, построенная с применением программного пакета *LabView* позволяет в СКЖ определять: измеряемое время релаксации потока ($T_{2\text{эфф}}$); скорость потока V и расход; концентрацию воды и нефти; концентрацию газа; плотность нефти, плотности нефти $\rho^t_{\text{н}}$ и воды $\rho^t_{\text{в}}$ в зависимости от температуры, концентрацию солей в воде с использованием следующих формул:

1. Измеряемое время релаксации потока ($T_{2\text{эфф}}$), по формуле

$$(T_{2\text{эфф}})^{-1} = (T_{20})^{-1} + (\tau)^{-1},$$

где T_{20} - время релаксации неподвижной жидкости, τ – время пребывания жидкости в объеме катушки датчика

2. Скорость потока V и расход Q , по формуле

$$V = KCS[(T_{20})^{-1} + (\tau)^{-1}]/KS_{\text{д}}$$

$$Q = KCS[(T_{20})^{-1} + (\tau)^{-1}],$$

где $K = S/S_{\text{д}}$ – коэффициент редукиции, $S_{\text{д}}$ и S – площади сечений трубки датчика ЯМР и трубы (на уровне положения патрубков в коническом расширении измерительной трубы), $K_{\text{с}}$ –коэффициент в зависимости $Q_{\text{д}} = K_{\text{с}}S_{\text{д}}(T_{2\text{эфф}})^{-1}$, зависящий от состава.

3. Концентрацию воды определяют по формуле:

$$W = (T_{2\text{в}}T_{2\text{н}} - T_2^*T_{2\text{в}} - W^*T_{2\text{н}}T_2^*)/T_2^*(T_{2\text{в}} - T_{2\text{н}})100\%,$$

где W^* – доля добавленной воды от объема образца;

4. концентрацию нефти определяют по формуле:

$$O = (T_{2\text{в}}T_{2\text{н}} - T_2^*T_{2\text{н}} - O^*T_{2\text{в}}T_2^*)/T_2^*(T_{2\text{в}} - T_{2\text{н}})100\%,$$

где O^* – доля добавленной нефти (нефтебитума);

5. концентрацию газа определяют по формуле:

$$G = k_G(A_{0\text{L}} - A_{0\text{GL}})100\%/A_{0\text{L}},$$

где k_G – постоянный коэффициент, $A_{0\text{L}}$ и $A_{0\text{GL}}$ – амплитуды первого сигнала спин-эхо при заполнении датчика ЯМР соответственно дегазированной эмульсией и водо-нефте-газовой смесью.

6. Плотность нефти, При измерениях по временам спин-спиновой релаксации $T_{2\text{н}}$ (сек) зависимости с $R^2 = 0,9193$ и $R^2 = 0,8943$ аппроксимируются уравнениями:

$$\rho_{\text{н}} = 877,1 + 7,27(T_{2\text{н}}) - 260,1(T_{2\text{н}})^2, \text{ для } \rho_{\text{н}} = 700-900 \text{ кг/м}^3;$$

$$\rho_{\text{н}} = 1120,4 - 7399,5(T_{2\text{н}}) + 63085(T_{2\text{н}})^2, \text{ для } \rho_{\text{н}} = 900-1000 \text{ кг/м}^3.$$

7. Плотности нефти $\rho^t_{\text{н}}$ и воды $\rho^t_{\text{в}}$ в зависимости от температуры, в виде:

$$\rho^t_{\text{н}} = \rho_{\text{н}}/(1 + \alpha_{\text{н}}\Delta t);$$

$$\rho^t_{\text{в}} = \rho_{\text{в}}/(1 + \alpha_{\text{в}}\Delta t),$$

Зависящая от температуры плотность $\rho^t_{\text{ж}}$ будет определяться формулой:

$$\rho^t_{\text{ж}} = \rho_{\text{ж}}/[(1 - W)(1 + \alpha_{\text{н}}\Delta t) + (1 - W)(1 + \alpha_{\text{в}}\Delta t)]$$

где $\alpha_{\text{н}}$, $\alpha_{\text{в}}$ – коэффициенты объемного расширения нефти и пластовой воды (напр. для Мухановской нефти $\alpha_{\text{н}} = 7 \cdot 10^{-4}$ 1/град, $\alpha_{\text{в}} = 3.64 \cdot 10^{-4}$ 1/град).

8. Концентрация солей в воде, каждый диамагнитный ион, входящий в раствор имеет свой коэффициент релаксационной эффективности k . В пластовой воде представлены в основном соли NaCl , CaCl_2 и MgCl_2 в соотношении 73:20:7. Поэтому в пластовой воде эмульсии следует использовать формулу, учитывающую вклад от всех солей по формуле:

$$C_B = k_{C1} + k_{C2} \{P_1(T_{1B})^{-1}_{\text{NaCl}} + P_2(T_{1B})^{-1}_{\text{CaCl}_2} + P_3(T_{1B})^{-1}_{\text{MgCl}_2}\} = -32,284 + 165,94(T_{1B})^{-1} + 183,1(T_{1B})^{-2} \quad (3.33)$$

где для данной пластовой воды населенности $P_1 = 0,73$, $P_2 = 0,2$, $P_3 = 0,07$.

Структурная схема вычисления параметров СКЖ, например влажности и плотности в пакете *LabView* по результатам измерений ЯМР параметров проточным анализатором ЯМРА-III имеет вид, представленный на рисунках 18-25.

Моделирование процесса измерения влажности

Определение концентрации воды по способу [Кашаев Р.С., Темников А.Н., Идиатуллин З.Ш. Способ измерения влажности нефти и нефтепродуктов. Бюллетень изобретений РФ. 1997, №28. Заявка на патент № 95117256/ 25, 10.12.1995.], осуществляют измерением времен спин-спиновой релаксации T_{2B} , T_{2H} и T_2^* по начальным участкам огибающих эхо-сигналов для включения всех экспоненциальных компонентов в анализ. Влажность определяется по формуле:

$$W = T_{2B} (T_2^* - T_{2H}) 100\% / T_2^* (T_{2B} - T_{2H})$$

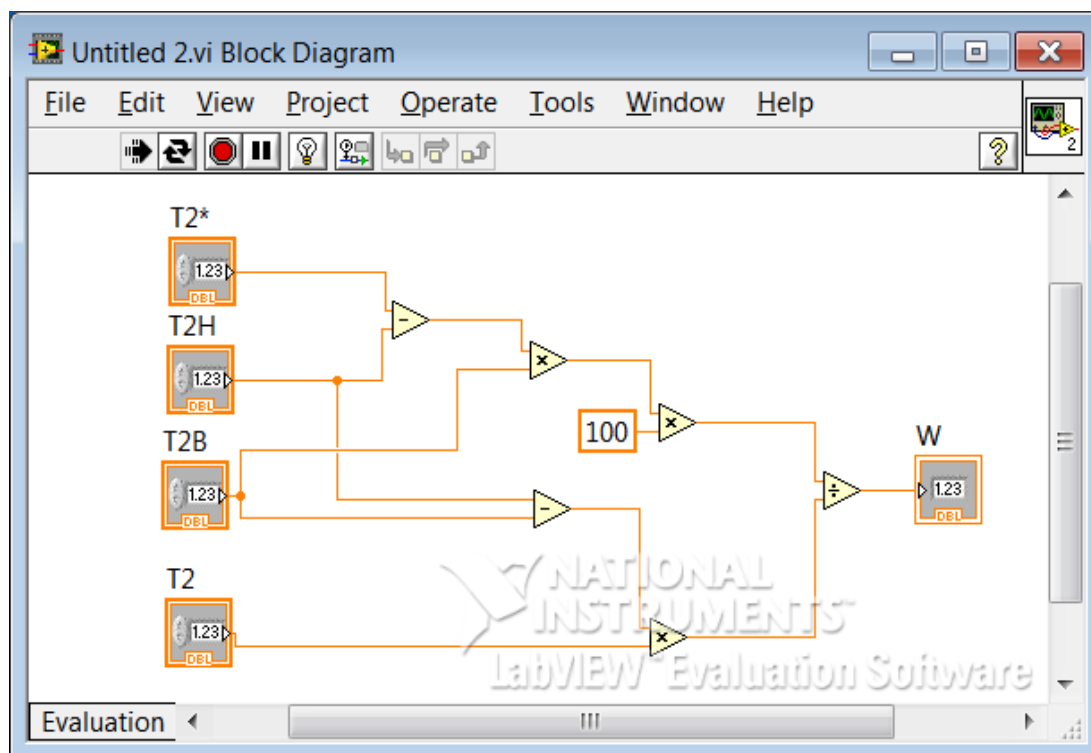


Рисунок 18. Вычисление концентрации воды в сырой нефти

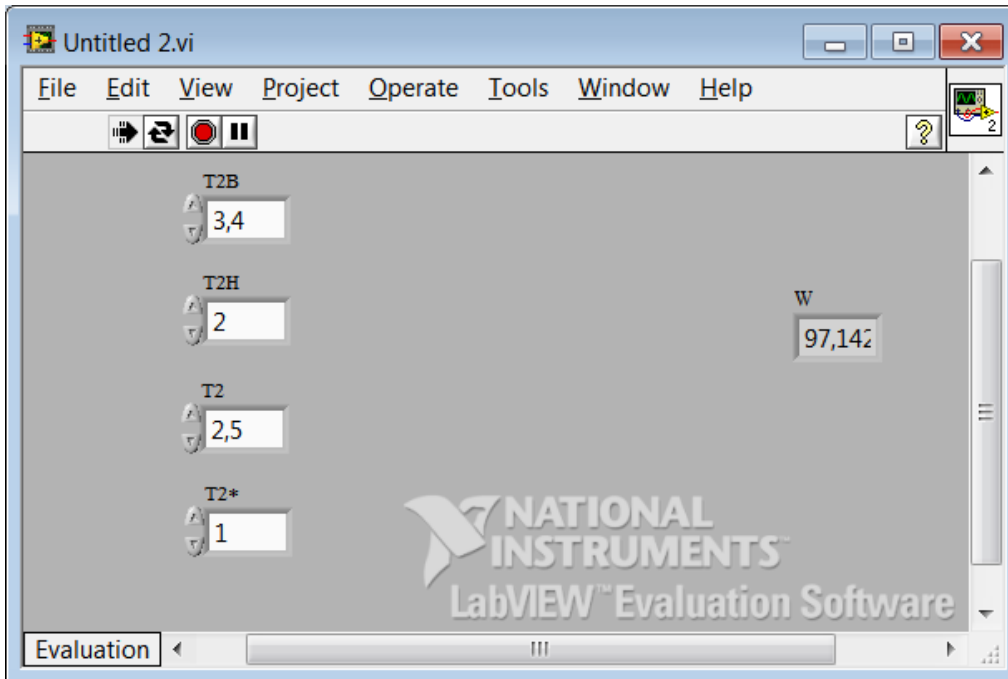


Рисунок 19. Интерфейс вычисление концентрации воды в сырой нефти

Плотность смеси на участке "забой скважины – прием насоса" определяется по формуле:

$$\rho_{см} = ([\rho_{в}W + \rho_{н} (1-W)] \cdot (1-G) + \rho_{г}G)$$

где $\rho_{н}$ – плотность сепарированной нефти, кг/куб.м

$\rho_{в}$ – плотность пластовой воды,

$\rho_{г}$ – плотность газа в стандартных условиях;

G – текущее объемное газосодержание;

W – обводненность СКЖ.

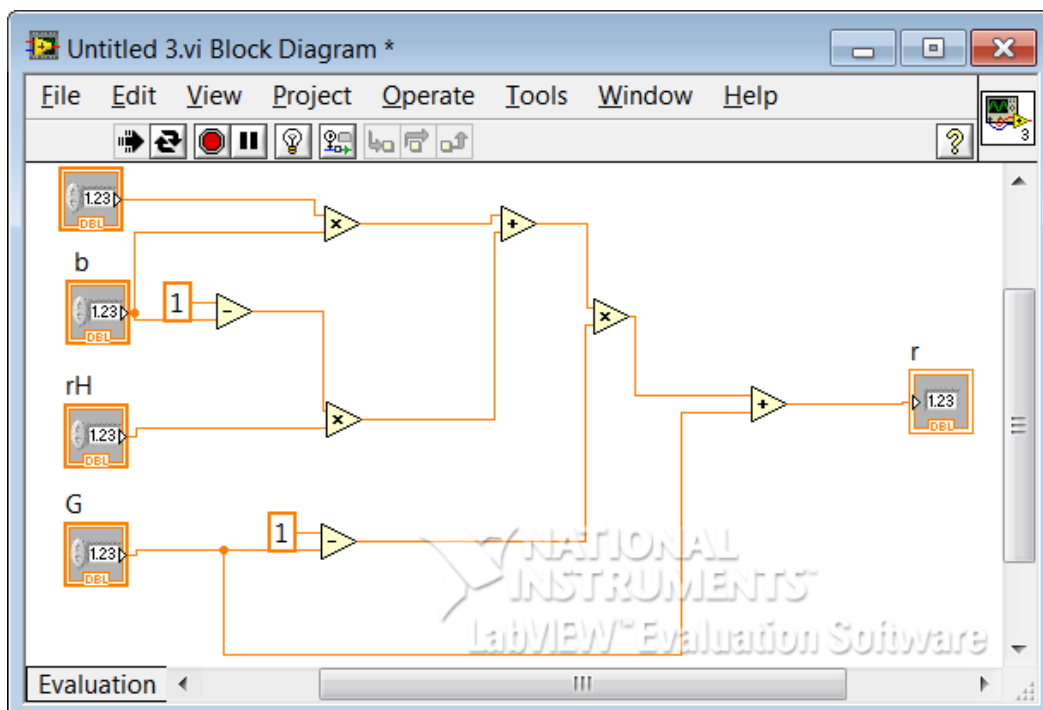


Рисунок 20. Вычисление плотности нефти

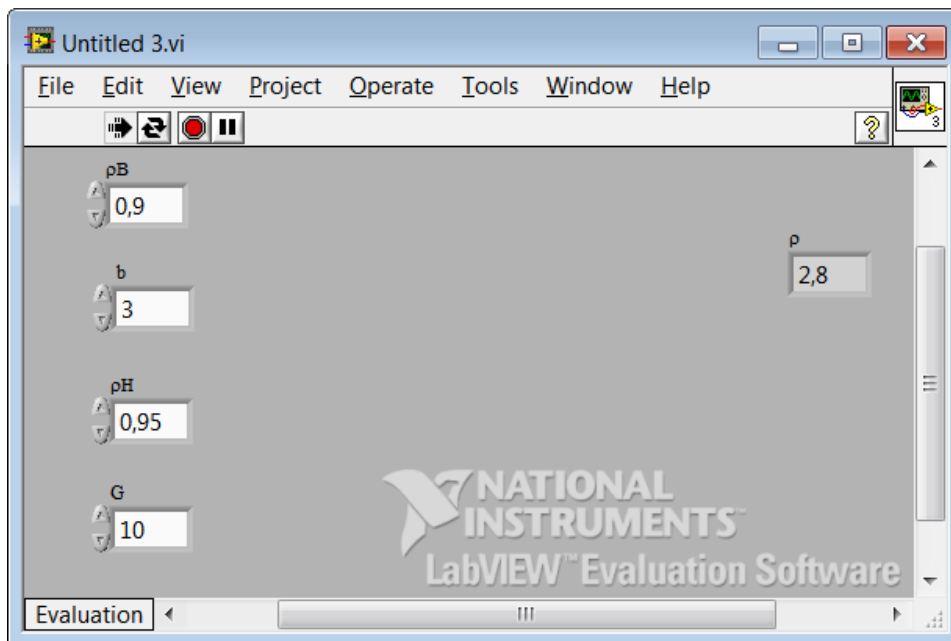


Рисунок 21. Интерфейс вычисления плотности нефти

Объемный коэффициент жидкости при давлении на входе в насос (B^) и дебите жидкости на входе в насос (Q_1)*

Определяется объемный коэффициент жидкости при давлении на входе в насос:

$$B^* = W + (1-W) [1 + (B - 1) \sqrt{P_1/P_2}]$$

где: B - объемный коэффициент нефти при давлении насыщения;

P_1 – давление на входе в насос;

P_2 – давление насыщения.

Вычисляют дебит жидкости на входе в насос:

$$Q_1 = Q \cdot B^*$$

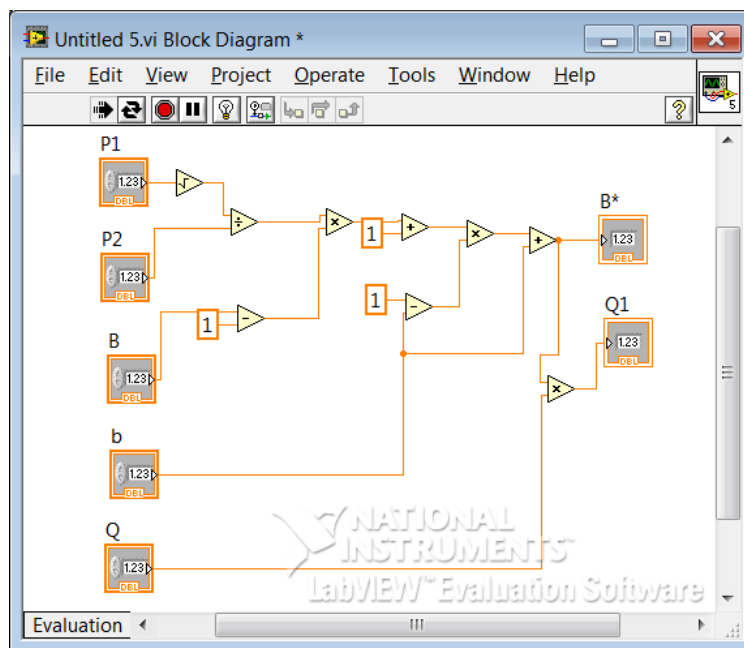


Рисунок 22. Вычисление объемного коэффициента и дебита СКЖ

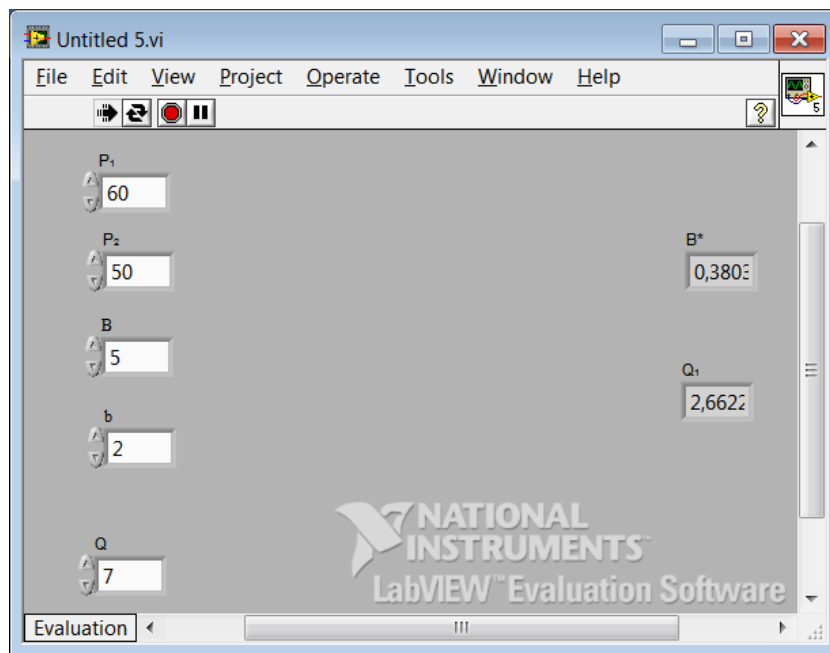


Рисунок 23. Интерфейс вычисления объемного коэффициента и дебита СКЖ

Моделирование процесса измерения объемного количества свободного газа

Определяется объемное количество свободного газа на входе в насос по формуле:

$$G_1 = G [1 - (P_1/P_2)],$$

где G – газовый фактор.

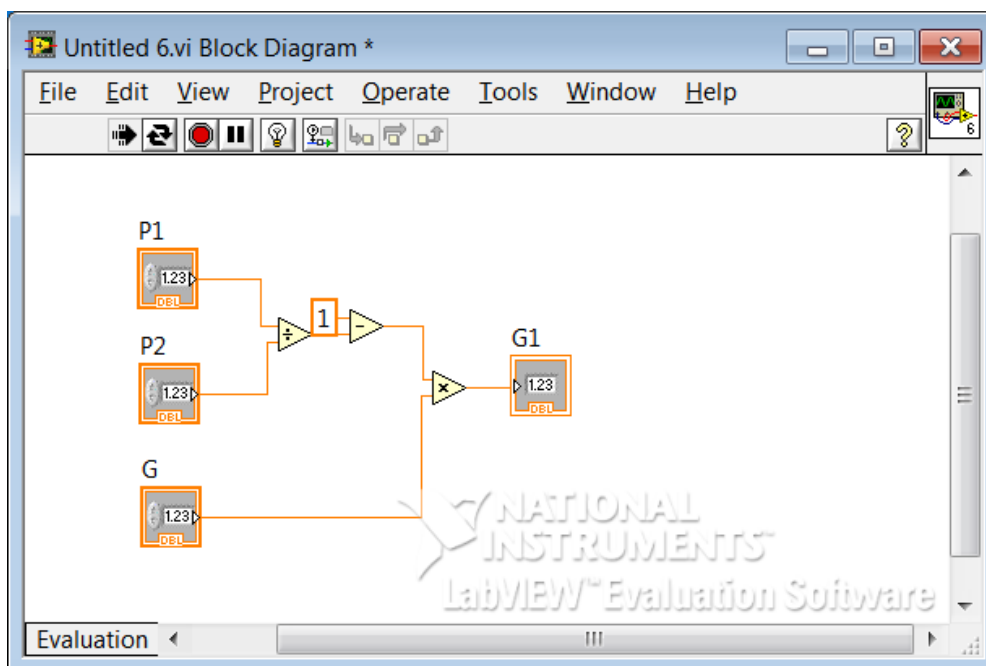


Рисунок 24. Вычисление объемного количества свободного газа в СКЖ

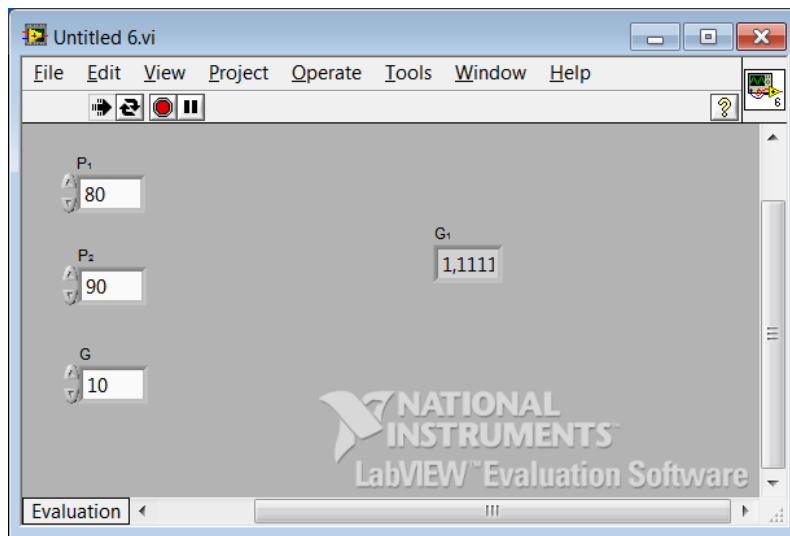


Рисунок 25. Интерфейс вычисления объема свободного газа в СКЖ

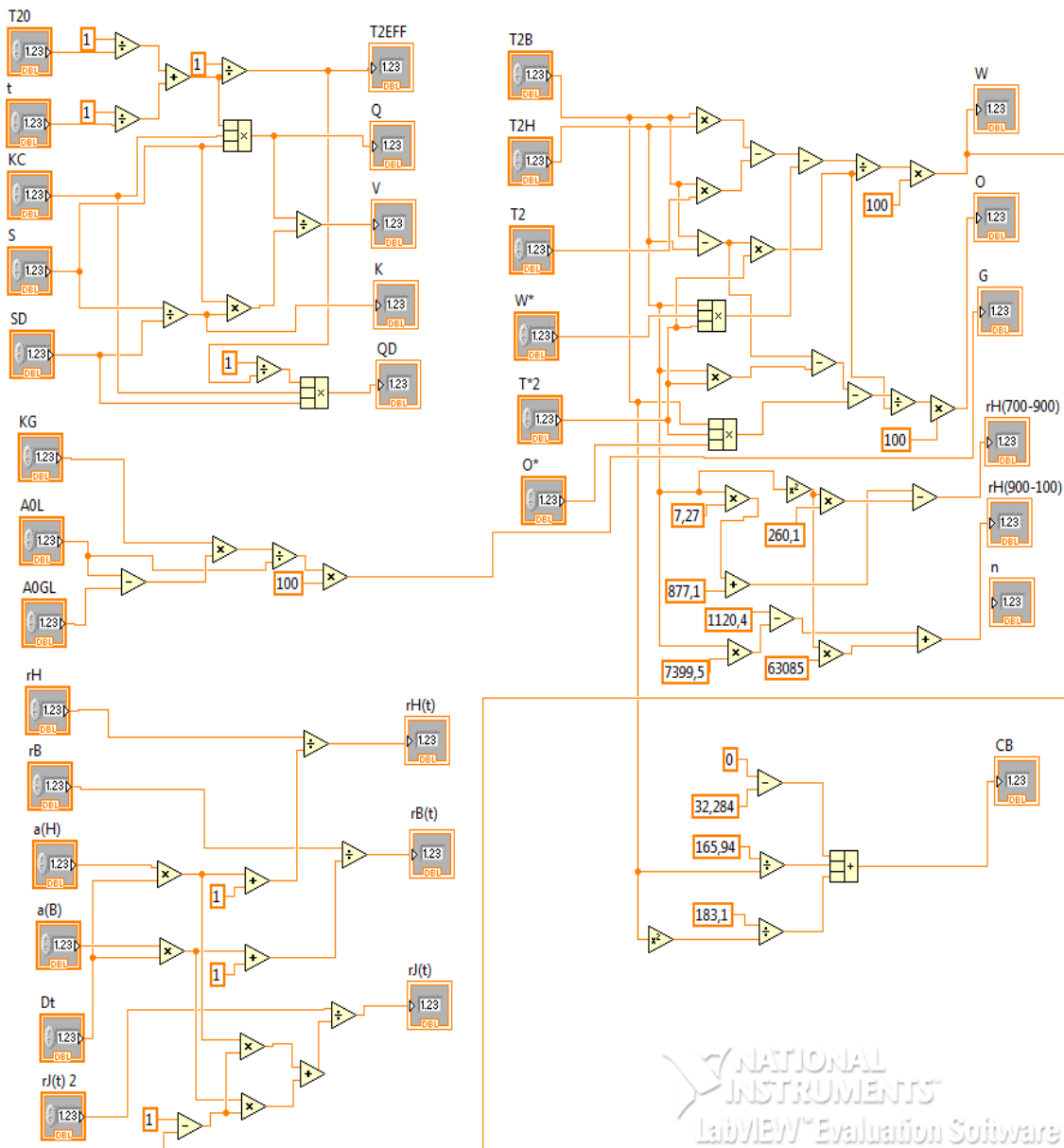


Рисунок 26. Структурная схема измерения параметров СКЖ

Обобщенная схема процесса измерений физико-химических параметров СКЖ по данным анализа проточным анализатором ЯМРАIII представлена на рисунке 26. Общий результат измерений будет высвечиваться на интерфейсе на экране монитора в виде представлен на рисунке 27.

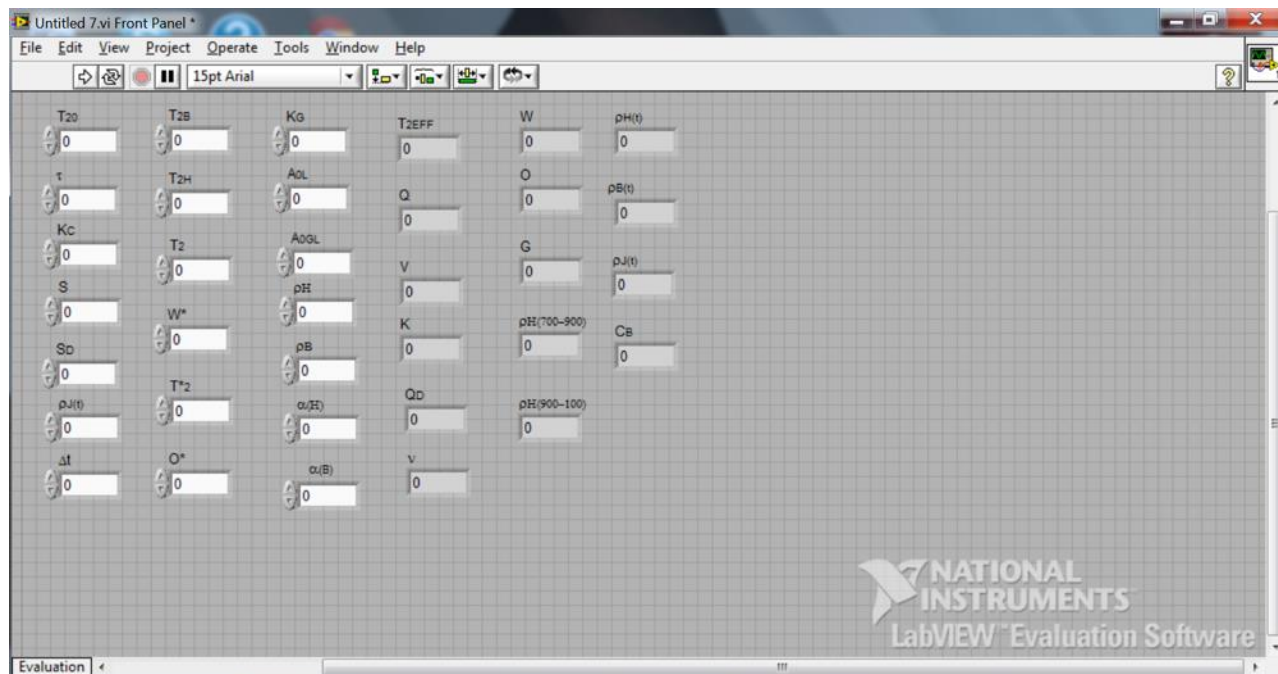


Рисунок 27. Интерфейс автоматизированной системы измерений параметров СКЖ

Данные результаты могут быть использованы в технологиях нефтедобычи и подготовки скважинной жидкости, в которых требуются системы автоматического управления (САУ), основанные на проточном экспресс-контроле количества и качества продукции скважин.

Ни один крупный промысел не может в настоящее время обойтись без систем автоматизации и документооборота. Для работы систем уровня АСУП (автоматизированная система управления предприятием) необходимо постоянно или периодически передавать данные о добыче, закачке воды в пласт, энергопотреблении и т.д. Однако эти данные вносятся вручную или загружаются в базы данных 1-4 раза в сутки, что явно недостаточно.

Конечной целью работы является разработка системы регулируемого от преобразователей напряжения и частоты электроснабжения проточного пробоотбора, анализа и подготовки нефти с использованием автоматизированных электроприводов (АЭП) и аппаратуры для реализации методик экспресс-контроля нефти методом ЯМРР на анализаторе ЯМРА III:

- газосодержания СКЖ и плотности компонентов СКЖ;
- концентрации воды в СКЖ и сырой нефти;
- расхода СКЖ на нефтедобывающих и нагнетательных скважинах и на групповых замерных установках (ГЗУ).

Поэтому еще одной целью работ является разработка автоматизации систем электроснабжения нефтедобывающих скважин с использованием управляющих сигналов от проточного анализатора ядерного магнитного резонанса (ЯМРА) по данным о дебите скважин, концентрации газа и воды в скважинной жидкости, плотности и солесодержании в воде. При этом предполагается размещение первичных преобразователей не в скважинах, поскольку это ведет к сложностям их энергоснабжения и создает потери напора, а на поверхности у скважин или в групповых замерных установках.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Способы, устройства и модель измерения физико-химических параметров скважинной жидкости с помощью проточных ЯМР-анализаторов по нашим патентам [18, 19, 22-25, 34-47] обладают следующими преимуществами:

1. Магистральная труба может быть любого диаметра, т.е. верхний диапазон измерений расхода практически неограничен, а нижний соответствует $Q = 0$;

2. В устройстве пробоотбора осуществляется существенная гомогенизация СКЖ без гомогенизаторов, создающих сопротивление потоку;

3. Подача пробы в датчик ЯМР-анализатора производится перепадом давлений, регулируемых положением патрубка в расширителе, при этом не требуются насосы и задвижки, можно «остановить» поток в датчике ЯМР;

4. Расход в трубе осуществляется предварительным определением влажности W , выбора из базы данных ЭВМ зависимости скорости релаксации от потока, соответствующей данной W , измерением эффективного времени релаксации, которые могут быть измерены с большей точностью, чем фаза и амплитуда сигнала и определения скорости потока по скорости релаксации;

5. Расход в трубе можно осуществлять выбором положения патрубка, соответствующего значениям максимальной крутизны скорости релаксации;

6. Возможно сканирование скорости потока по сечению трубы перемещением патрубка;

7. Возможно измерение ФХП жидкости в «остановленном» потоке.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. ГОСТ Р 8.575-2004 Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений.
2. ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия.
3. Рекомендации по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти (Приказ Минэнерго №69 от 31.03.2005).
4. ГОСТ Р 8.615-2005 ГСИ. Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования.
5. OIML R 117: Dynamic measuring systems for liquids other than water. Part 1: Metrological and technical requirements. 2007.
6. Вендт Г., Нигматуллин Р., Тухватуллин Р. Новый подход к исследованию поведения счетчиков/расходомеров при мгновенно меняющихся расходах жидкости. // II Межд. метрологическая конф. «Актуальные вопросы метрологического обеспечения расхода и количества жидкостей и газов» ФГУП «ВНИИР». Казань, 2014. С. 12-13.
7. Тоски Э., Ханссен Б.В., Смит Д. Schlumberger, 3 PhaseMeasurements, Берген, Норвегия, Б.Теувени, Schlumberger, Кембридж, Великобритания. Эволюция измерений многофазных потоков и их влияние на управление эксплуатацией. // Информационный ресурс Oil capital.ru. 2003.
8. Поздняков А., Карандин В. Точность лишней не бывает. Нефтегазовая вертикаль. №5. 2003.
9. Scott S.L.The American Oil&Gas Reporter, 2001. pp. 68-73; Scott S.L., Pumps&Systems Magazine, Randall Publishing, 2002.
10. Devegowda D, Scott S.L., SPE Annual Technical Meeting&Exhibition, Denver, 2003; SPEJ.Of Petroleum Tech. 2004. Pp.56-57.
11. Mehtizadeh P, Ghaempanah B., Scott S.L., SPEATCE, San Antonio, 2006.
12. Д.Базыкин. «Сдвиг по фазе, или перспективы развития многофазных измерений продукции нефтяных скважин». // Электронный журнал. КиП Инфосистема. № 8-13. URL: www.kipinfo.ru
13. Igho, Scott, 2005; Hekimian, Jumonville, Scott, 2000; Adejuyigbe, 2004.
14. S.Venkatachalam, S.Kandasamy Intern. J. of Chemical Reactor Engineering. V.8, 2010, A91. Prediction of minimum fluidation velocity in two-phase and three-phase fluidized beds^ air/Newtonian and Non-newtonian liquids.
15. Kratirov K.A. etal. 8-thAnnualMultiphaseMeasurementRoundtable (MMR), Galveston, 2007.

16. Scheers L., Wee A. 8-th Annual Multiphase Measurement Roundtable (MMR), Galveston, 2007.
17. J.Jiskoot. Considerations for crude oil sampling. "Control and Instrumentation" 1987. Т.19, №5. С. 127-128.
18. R. Baker. Multiphase flow moves/ Control and Instrumentation, 1989.Т.21, №2. С. 35-37.
19. Метельков В.П. Измерение дебитов скважин скоростными расходомерами без предварительной сепарации. // Нефтяное хозяйство. 1984. №3. С. 36-39.
20. Taharian M. Reza, Habashi Tarek M. Microwave device and method for measuring multiphase flows: Патент 5485743 США, МКИ G01N22/00/: Shlumberger Technology Corp. #311080: Заявл. 23.09.94, Опубл. 23.01.96: НКИ 73/61.44.
21. Nichaus K. e.a Apparatus for counting cycles of fluid flow: Патент 5400650 США, МКИ G01F3/16 /. Environmental Systems Inc. #931667; Заявл. 17.08.92 : Опубл. 28.03.95 : НКИ 73/229.21.
22. Браго Е.Н. и др. Измерение дебита скважин по флуктуациям давления. // Нефтяное хозяйство, 1983 , №10, с.45-49.
23. Браго Е.Н. и др. Измерение дебита газлифтных скважин флуктуационным методом. // Нефтяное хозяйство. 1983. №11. С. 49-52.
24. Ставицкий В.А. и др. Результаты применения флуктуационного измерительного комплекса на нефтяных скважинах 20410, 20411, 20413, 20414 и 20376 второго нефтяного промысла. // Проблемы освоения нефтегазовых месторождений Зап. Сибири: 10-я Юбилейная Научно-Техническая конференция. Нов. Уренгой, 1993. С. 46.
25. Кашаев Р.С., Стромкий В.А. Всесоюз. научное совещание по влагометрии нефти. // Сборник тезисов. Саратов: Саратовнефтегаз, 1988. С. 15.
26. Опыт внедрения многофазных расходомеров Agar, 2013.
URL: www.agar.ru/technology/introduction_mpfm.php
27. Байков Н.М. и др. Сбор, транспорт и подготовка нефти. М.: Недра, 1975.
28. Акимов В.Ф. Контроль и автоматизация сбора нефти. М., 1971.
29. Белов В.В. и др. Установка Спутник ГМН 40-8-500. // Нефтяное хозяйство. 1997. № 6. С. 45.
30. Б.Андрейчиков Проблемы и решения по модернизации АГЗУ типов «Спутник» и «Мера» в нефтедобывающей промышленности. СТА, №4, 2010. С. 36-49
31. Дементьев А.А. О проблемах определения содержания воды при учете сырой нефти. // Электронный журнал. [www. Теплопункт.ru](http://www.теплопункт.ru) Концепции, алгоритмы и опыт организации учета энергоресурсов.
32. Демьянов А.А. «О проблемах определения содержания воды при учете сырой нефти» Концепции, алгоритмы и и опыт учета энергоресурсов. 2004. http://www.teplopunkt.ru/articles/0049_daa_nft.html
33. Durand A.A., Marquez-Lucero M. Determining sealing flowrates in horizontal run pipes. Chemical Engineering. March. 1998. P.128-134.

34. Березовский Е.В., Немиров М.С., Лукманов П.И., Газизов Р.Р. Установка для испытаний средств измерений на эталонных газожидкостных смесях с цифровой обработкой данных. М.: Приборы. 2009. №1. С.3-10;
35. Березовский Е.В., Акчурин А.Д. Исследование влияния газа, содержащегося в нефти на показания преобразователей объемного расхода нефти // М.: Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2011. №4. С.43-45.
36. Кашаев Р.С. Структурно-динамический анализ (нефтяных дисперсных систем) Казань. Изд. «Грандан». 1999.; Кашаев Р.С. Научные основы структурно-динамического экспресс-анализа методом ЯМР нефтяных и угольных дисперсных систем. Дисс... докт. техн.наук. Москва. ИГИ. 2001.
37. Милютин Л.С., Андрейчиков Б.И., Котлов В.В., Гебель Т.А. Патент РФ на ПМ № 55031 от 27.02.2006 Устройство для измерения дебита скважин «МЕРА/2+»; опублик. 27.07.2006 Бюл. № 21.
38. Андрейчиков Б.И., Печерская Е.Б., Попов И.С., Милютин Л.С., Гебель Т.А., Никулин С.Г., Котлов В.В. Патент РФ на Изобретени № 2386953 от 09.10.2007 Способ измерения влагосодержания трехкомпонентных из нефтедобывающих скважин и устройство для его осуществления; опублик. 20.04.2010 Бюл.№11.
39. Абрамов Г.С., Надеин В.А. Внедрение ГОСТ 8.615-2005 – ситуация, проблемы и препятствия// Автоматизация, телемеханика и связь в нефтяной промышленности. 2009. №2;
40. Кравченко В., Риккен М. Измерение расхода с помощью кориолесовых расходомеров в случае двухфазного потока // Законодательная и прикладная метрология. 2006. №4.
41. Золотов В.П., Коробов А.П. Анализ способов измерения расхода нефти в жидкой продукции скважины. Нефтяное хозяйство. М.: Недра. 1972. №5.
42. Кашаев Р.С. Контроль и управление на основе ЯМР процессом подготовки топливной водной эмульсии для ее сжигания в горелках. // Электронный журнал. www.thermonewsl.ru, 2005.
43. Кашаев Р.С., Малацион С.Ф., Самигуллин Ф.М. Исследование структурно-динамических параметров и дисперсных характеристик водно-мазутной эмульсии методами ЯМР и вискозиметрии. // Известия вузов. Проблемы энергетики. 2004. Т. 1–2. С. 139–146.
44. Пурэвсүрэн С., Сюняев Р.З., Сафиева Р.З. и др. // Нефтепереработка и нефтехимия, 2004. №3. С.18-25.
45. Березовский Е.В., Немиров М.С., Лобода И.И., Акчурин А.Д. Методы и средства определения концентрации хлористых солей в нефти // М.: Приборы. 2010. № 6. С.10-12.
46. Hahn E.L. J.Geograph.Res. 65 (1960) 776.
47. Suryan G. Proc.Indian.Acad. Sci.A33 (1951) 107.
48. Albert K., Bayer E. High performance liquid chromatography-nuclear magnetic resonance on-line coupling // Trends in analytical chemistry. 1988. 7, #8 (1988) 288-292.

49. EP 0 691 526 A1 G01F1/74 "Method and apparatus for the determination of the individual mass flow rates of the multicomponent flow", inventor: Bayer, Alwin D-91171 Greiding (DE), representative: Gregory, Timothy Mark Northampton NN1 SEL (GB).

50. Патент РФ № 2152006 С1 G01F1/716. Жерновой А.И., Белов Е.М., Важев Ю.Н., Евстафьев Н.В., Ерусалимский М.И., Ефимов Г.В., Карандин В.Н., Поздняков А.П. «Ядерно-магнитный расходомер для многофазной среды».

51. Патент №2004118829 G01V3/00 от 22.06.2004 Устройство и способы измерения ЯМР с корректировкой по спин-спиновому взаимодействию авторов Ганесан Кришнамуртхи (US), Сун И-Цзяо (US) и Ань Ли (US).

52. Патент РФ №2457326 G01V3/32, G01R33/44. Инструмент и способ определения параметра пласта авторов Айан К.(TR), Кучук Ф.Д.(FR), Рамакришнан Т.С. (US), Невилл Т.Дж. (US), Рамамуртхи Р. (IN), Карнеги Э. (MY).

53. Свидетельство на полезную модель №40496 U1 от 10.09.2004 г. на «Устройство для измерения состава и расхода многокомпонентной жидкости на основе ЯМР».авторы Валиев Р.Ф., Харисов А.Г., Садыков И.И., Шмелев А.А., патентообладатель ОАО «Альметьевский з-д «Радиоприбор».

54. Жерновой А.И., Латышев Г.Д. Ядерный магнитный резонанс в проточной жидкости.Атомиздат. 1964. С. 25-26.

55. Одиванов В., Курбанов Р., Садыков И., Харисов А. Программно-аппаратный комплекс «Канал-квант» для измерения состава и расхода жидкости, добываемой из нефтяных скважин. ж. СТА 2/2006, с.44-48, www.sta.ru.

56. Kashaev R.S., Temnikov A.N., Idiatullin Z.Sh., Charitonov M.V., Farachov T.I. NMR-Analyser for Automatic Control of Physical-Chemical Parameters of Crude Oil and Bitumen//Extended Abstracts "Magnetic Resonance & Related Phenomena", XXVIII Ampere Congress, 1996, Canterbury, England, p.295-296.

57. Кашаев Р.С., Темников А.Н., Идиятуллин З.Ш. Способ измерения влажности нефти и нефтепродуктов. Бюллетень изобретений РФ. 1997, №28. Заявка на патент № 95117256/ 25, 10.12.1995.

58. Патент РФ №74710 от 10.07.2008 г. Устройство для измерения состава и расхода многокомпонентных жидкостей методом ЯМР авторов Кашаев Р.С., Темников А.Н., Идиятуллин З.Ш., Даутов И.Р.

59. Патент РФ №2427828 С1G01N24/08 Способ измерения скорости потока многофазного флюида при помощи регистрации сигнала ЯМР и устройство для его осуществления авторов Ягудин Ш.Г., Харитонов Р.Р., Скирда В.Д., Тагиров М.С., Шкаликов Н.В., Попов В.И., Ибрагимов А.А.

60. Патент US №6046587. E21B47/10, G01F1/716, 1/74, G01V3/00 опубликованный 04.04.2000.

61. Кашаев Р.С., Темников А.Н., Идиятуллин З.Ш. Патент РФ № 2519496 С1 «Способ оперативного контроля качества нефти и нефтепродуктов» от 24.12.2012. Опубл. 10.06.2014. Бюлл. №16.

62. Кашаев Р.С., Темников А.Н., Идиятуллин З.Ш. Патент РФ № 2544360. Устройство для измерения состава и расхода многокомпонентных жидкостей методом ядерного магнитного резонанса Опубл. 20.03.2015. Бюлл. № 8.

63. Патент РФ на полезную модель № 67719 РФ. Портативный релаксометр ЯМР G01N24/08 / Идиятуллин З.Ш., Кашаев Р.С., Темников А.Н. Приоритет от 25.06.2007 г.

64. Патент РФ на изобретение №23191138. Устройство термостатирования образца в датчике магнитного резонанса. Идиятуллин З.Ш., Кашаев Р.С., Темников А.Н. Приоритет от 4.05.2006 г.

65. Кашаев Р.С. Универсальный портативный экспресс-анализатор на основе импульсного ЯМР. Фундаментальные исследования. 2009, №5.

66. Кашаев Р.С. Аппаратура и методики ЯМР-анализа нефтяных дисперсных систем. Lambert Academic Publishing. 2012. 91 с.

67. Hahn E.L. J.Geogr.Res. 1960. V.65. P.776.

68. Meiboom S., Gill D. Rev. Sci. Instr., 29, 688 (1958); Carr H.Y., Purcell E.M., Phys. Rev., 94, 630 (1954).

69. Provencher S.W. Comp.Phys.Comm. 27,229 (1982).

70. Новицкий П.В., Зограф И.А., Лабунец В.С. Динамика погрешностей средств измерений. Л.: Энергоатомиздат, 1990. С.192.