Козелков О.В., Кашаев Р.С.

Приборы и мехатронные комплексы в нефтяной промышленности и энергетике

ИЗДАТЕЛЬСТВО «АПРОБАЦИЯ», 2019 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение
высшего образования
«КАЗАНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

КОЗЕЛКОВ О.В., КАШАЕВ Р.С.

ПРИБОРНЫЕ И МЕХАТРОННЫЕ КОМПЛЕКСЫ В НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ЭНЕРГЕТИКЕ

Казань 2019

УДК 62-83
ББК 32.48
И86

К7 Кашаев Р.С., Козелков О.В.

6 Приборы и мехатронные комплексы в нефтяной промышленности и энергетике: / О.В.Козелков, Р.С. Кашаев,. – Казань, 2019. – 100 с.

Монография предназначена для специалистов по приборам и методам контроля качества и диагностики мехатронных и контрольно-измерительных комплексов нефтяной промышленности и энергетики, в разработке которых авторы принимали непосредственное участие. Монография может представлять интерес также для специалистов в других областях промышленности, энергетики, топливно-энергетического комплекса и экологии.

© Козелков О.В., Кашаев Р.С.т, 2019

Введение

Эффективность технологий добычи, подготовки и переработки нефти в нефтяной промышленности, производства и использования топлив и эмульсий в энергетике напрямую зависят от оперативной информации, получаемой с приборов - средств измерений (СИ), обработки и представления информации, контролирующих процесс добычи нефти, ее подготовки и перекачки. Это позволяют выбирать оптимальные технологии процессов.

Но используемые в настоящее время на нефтепромыслах методы контроля недостаточно оперативны и требуют методик и анализаторов для экспресс-контроля по широкому набору показателей в максимальном диапазоне их изменений по: ГОСТ Р 8.575-2004 Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений; ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия; Рекомендации по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти (Приказ Минэнерго №69 от 31.03.2005; ГОСТ Р 8.615-2005 ГСИ. Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа).

Выполнение указанных ГОСТов требует определения широкого набора показателей, и, следовательно нескольких СИ, что не оптимально и дорого, поскольку каждое СИ требует обслуживания, поверки и диагностики.

Мехатроника и приборно-мехатронные модули и комплексы позволяют решать поставленные задачи. Современный термин "мехатроника" [1] - комбинация терминов «механика» - наука о механическом движении материальных тел и взаимодействиях между ними; «электроника» - наука о взаимодействии электромагнитных полей и методов преобразование электромагнитной энергии. Начиная с 80-х годов термин "мехатроника" начинает применяться в мировой технической литературе как название класса машин с компьютерным управлением движением [2-4]. Таким образом: Мехатроника (М) - область науки о механических, энергетических и информационных процессах и их системном взаимодействии в машинах с компьютерным управлением, обеспечивающим получение новых свойств самой машины и качества исполнительных движений. То есть, это область синергетического объединения узлов точной механики с электронными, электротехническими и компьютерными компонентами, обеспечивающими создание качественно новых систем с интеллектуальным управлением их функциональными движениями.

Мехатронный комплекс (МК) - совокупность связанных мехатронных объектов, осуществляющие действий, определяемых общим назначением.

Мехатронная система (МС) - множество механических, процессорных, электронных и электротехнических компонентов, находящихся в связях друг с другом, образующих определенную целостность, единство.

Мехатронный объект (МО) - предмет (изделие), представляющий собой машину с компьютерным управлением как мехатронную систему устройств, самостоятельно функционирующую в соответствии с целевым назначением.

Мехатронный модуль (ММ) - мехатронный узел (устройство), состоящее из интегрированного сочетания нескольких элементов, оформленный конструктивно как самостоятельное изделие и выполняющий определенную функцию в мехатронных объектах.

Мехатронный подход в построении машин нового поколения заключается в переносе функциональной нагрузки от механических узлов к интеллектуальным (электронным, компьютерным и информационным) компонентам, которые легко перепрограммируются под новую задачу и при этом являются относительно дешевыми. Таким образом, основой мехатроники является синергетическая интеграция структурных элементов, технологий, энергетических и информационных процессов на всех этапах жизненного цикла изделия, начиная со стадии его проектирования и заканчивая производством и эксплуатацией. Мехатронные модули и системы (ММС) находят широкое применение: станкостроении и оборудовании для автоматизации, технологических процессах в машиностроении; промышленной и специальной робототехнике; авиационной и космической технике.

Но в нефтяной промышленности, равно как и в энергетике ощущается определенное отставание по внедрению ММС. Это связано, с тем, что технологические процессы в нефтяной промышленности, как правило, сложны и требуют многопараметрического анализа многофазных потоков, отличающихся сложностью структур и, как правило, с трудом поддающихся компьютерному моделированию и соответственно управлению.

Определенный выход из создавшегося положения может быть найден путем использования приборов и анализаторов на основе ядерного (протонного) магнитного резонанса (ПМР) методом протонной магнитно-резонансной релаксометрии (ПМРР), позволяющего без пробоподготовки в автоматическом режиме и на потоке проводить экспресс-контроль и анализ параметров сырья и нефтепродуктов. Метод ПМР 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. Это позволит создавать мехатронные модули и комплексы для нефтяной промышленности и энергетики.

К сожалению, отечественной промышленностью релаксометры и спектрометры ПМР, а также промышленные анализаторы, не говоря уже о мехатронных модулях и комплексах, основанные на данном явлении, не выпускаются. Аппаратура ПМР, 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 автоматическом экспресс-контроле в технологической цепочке нефтедобычи, топливопотреблении или при автоматическом анализе экологической природной ситуации.

Поэтому проточные ПМР-анализаторы и мехатронные модули и системы практически не применяются, хотя прогресс налицо и уже сейчас метод ПМРР 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

Промышленные приборные комплексы для контроля и анализа нефти, нефтепродуктов и топлив

К контрольно-измерительным приборам (КИП) предъявляются основное требование надежной работы в реальных условиях разброса параметров элементов, старения, влияния внешней среды и возмущающих воздействий.

Методы измерения КИП при прямом измерении основаны на создании в контролируемом объекте электрических полей, либо возмущений неэлектрической природы при косвенных измерениях.

Дадим несколько определений информативных параметров:

Измерение – нахождение значения физической величины с использованием технических средств или приборов путем сравнения с *мерой*.

Мера – средство измерения (СИ), воспроизводящее физическую величину заданного размера. В качестве меры используются и *приборы*.

Измерительный прибор – СИ, предназначенное для выработки сигнала измерительной информации в форме, доступной для непосредственного

восприятия наблюдателем (ГОСТ 16263-70).

Приборы непосредственной оценки (амперметры, вольтметры, омметры, ваттметры и т.д.) предназначены для непосредственного измерения значения измеряемой величины по отсчетному устройству.

Приборы сравнения (мосты, компенсаторы, АЦП и др.) предназначены для более точных измерений путем сравнения измеряемой величины с *мерой*.

Показание прибора – значение измеряемой величины, определяемое сделанным отсчетом и переводным множителем (напр. ценой деления)

Отсчет – число, прочитанное по шкале, цифровому табло СИ.

Абсолютная погрешность ΔA измерения – разность между измеренным $A_{\text{изм}}$ и действительным A значениями измеряемой величины: $\Delta A = A_{\text{изм}} - A$. Величину ($-\Delta A$) называют поправкой.

Относительная погрешность равна отношению абсолютной погрешности к действительному значению – $\Delta A/A \cdot 100$ и выражается в %.

Приведенная погрешность равна $\Delta A/A_{\text{ном}} \cdot 100$ и выражается в %, где $A_{\text{ном}}$ – номинальное значение, равное верхнему пределу для прибора с односторонней шкалой или сумме пределов с двусторонней шкалой.

Основная приведенная погрешность – наибольшее значение *приведенной погрешности* в рабочем диапазоне шкалы СИ. Выражается в %.

В соответствии с ГОСТ 9763-61 приборы по измерению электрических величин подразделяются на 8 классов точности: 0,05; 0,1; 0,2; 0,5; 1,0; 1,5; 2,5; 4,0. Электрические величины и их единицы

1.1. Обзор промышленной аппаратуры для контроля и анализа нефти, нефтепродуктов и топлив

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

Сложность измерений количества и физико-химических свойств (ФХС) добываемой из недр нефти состоит в том, что скважинная жидкость (СКЖ) содержит газ и балласт (пластовую воду, соли и механические примеси), количество которых непостоянно, что ведет к нестабильности структуры и ФХС. 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 в нефтепроводах по 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 считают, что действительно достигаемые значения погрешностей на месте эксплуатации в 3-5 раз хуже [6].

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 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 скважинной жидкости (СКЖ).

В настоящее время измерение количества нефти, добытой по участку недр, осуществляется при помощи системы измерений количества и нефти «сырой» (СИКНС), представляющей собой этапом к мехатронному комплексу (МК), представляет собой совокупность функционально объединенных СИ, систем обработки информации и технологического оборудования.

Реализуются два метода определения количества нефти в потоке с применением СИКНС: прямой метод измерения массы с использованием преобразователей массового расхода и 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 V и плотности ρ_n нефти, приведенных к одинаковым условиям (температуры и давления). Влияние на погрешность измерений СИКНС оказывает газ несмотря на то, что в СИКНС нефть попадает после предварительной дегазации на сепарационных установках.

1.2. Анализ водогазонефтяной смеси многофазными анализаторами

Создание мехатронных комплексов для автоматизации контроля параметров добываемой скважинной жидкости (СКЖ) и сырой нефти (СН) расхода Q компонент, влажности W , газонасыщенности G является

актуальной задачей. Особое внимание уделяется **системе пробоотбора**, поскольку часто требуется анализ массового расхода каждой компоненты в многокомпонентных СКЖ, который усложняется твердыми примесями (глина, нефтяные твердые частицы, ржавчина).

Другая проблема – точное определение W в СН. 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 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.

Промышленный поточный контроль W 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), в которой для измерения влажности наиболее распространенными являются приборы диэлькометрического метода, основанные на измерении электрической емкости смеси, например цифровым анализатором ЦВН-2С, а за рубежом *AQUASYST WMC 5250Z* (фирмы *Endress+Hausser Ltd., Manchester*). Прибор позволяет определять влажность нефти с точностью $\pm 2-3$ %, но ограничен диапазоном 0 - 60 % W , 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 способом определения W , 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 нами в ходе Всесоюзного совещания по влагометрии (Саратов, 1987), показали, что при концентрациях воды $W = 60-80\%$ погрешность достигает 30%.

Гамма- и СВЧ- анализаторы, основанные на измерении плотности смеси и наиболее распространенные в западных странах, имеют такие существенные недостатки, как радиация, СВЧ-излучение и влияние 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 путем отбора проб в байпасе пропорционально потоку по стандарту – ISO 3171.

Таким образом, практически отсутствуют приборы по определению концентрации воды W и нефти O на весь диапазон 0–100 %, не говоря уже об анализаторах СКЖ, 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 промежуток времени. В нем вычислитель работает совместно с цифровым диэлькометрическим влагомером и турбинным расходомером типа «Турбоквант» или «Норд-Э-3М». Его можно рассматривать как первый МК в области влагометрии. Однако содержание свободного газа, при котором обеспечивалась погрешность измерений $\pm 4\%$, не должно превышать 1%, объемный расход Q должен быть не менее 2,5 л/с. Такие условия измерений являются скорее исключением, чем правилом.

Десятилетиями нефтедобывающая промышленность стремилась разработать приборы и комплексы для замера дебита Q и ФХС СКЖ и топливных смесей, не разделяя их на фазы, не используя движущихся деталей (Тоски, Ханссен, Смит) [7].

При разработке месторождений нефти замеры Q 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 большие интервалы между анализами 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 автоматики, иными словами с помощью мехатронных модулей,

сочетая высокую точность лабораторного анализа с постоянством автоматической работы поточных анализаторов.

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, 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». 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 компонентный состав, концентрации серы, парафина и асфальто-смолистых веществ, вязкости и дисперсного распределения капель воды в эмульсиях.

Препятствиями на пути использования мехатронных модулей и комплексов для МФ-измерений являются:

1. Преодоление консерватизма и потребность в обучении при переходе на новые технологии. В университете А&М разработан краткосрочный курс «Многофазные измерения», читаемый во всем мире.
2. Цена/восприятие новой цены. Сложилось мнение, что МФ-технология и МФ-измеренители (МФИ) очень дорогостоящи. Однако не учитывалась экономия от точности и автоматизации измерений, отказа от сепараторов, содержания резервуаров. Устойчивый рынок сбыта снизил цену МФИ. Не учитывается также способности МФИ к самодиагностике модулей и устранению неисправностей.
3. Большое количество уже существующих установок для сепарации нефти и газа, потребляющих материальные, людские и энергоресурсы.

1.3. Многофазные расходомеры (МФР)

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

Требования к погрешности измерений массы сырой нефти Табл.1.

Нефть добытая	Пределы допустимой относительной погрешности измерений массы, %						
	Сырой нефти		Нефти, при содержании пластовой воды, % об.				
			До 70	70-95	Больше 95		
	-2.5			-6	-15	Устанавливают в МВИ	
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 МФР делятся на три основные категории:

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. 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*. На 2008 г. в эксплуатации насчитывается несколько тысяч МФР, хотя их доля в промышленных измерениях составляет менее 0,2% (Kratirov)[15].

МФР чаще всего приобретаются для новых осваиваемых месторождений и здесь движущими факторами являются соображения безопасности, получения более точных данных и защиты окружающей среды - выбросов токсичных газов и риски разливов нефти.

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.

Как это было отмечено еще в 1987 г.(Jiskoot) в журнале «Control and Instrumentation» [17], разработка МФР является коммерчески целесообразным. В 1989 г. профессор R.Baker [18] предложил МФР СН с предварительным смесителем и гамма-источником для определения плотности СКЖ.

При наличии еще одного компонента – третьей **фракции** - предлагается применение гамма-лучевого плотнмера с использованием двух различных изотопов (Метельков) [19]. В работах [20-24] 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. 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 рассчитано 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 при малых дозах газа погрешность доходит до 10%. Для измерения пропорций фаз гомогенизированной газо-жидкостной среды радиометрическое измерение плотности, дополняется измерениями давления. При наличии воды предлагается применение гамма-лучевого плотномера на двух изотопах.

По результатам анализа [12] в конце 1990-х в России синонимом МФР (*multiphase flowmeters* - MPFM) 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» MPFM способны контролировать резкие изменения газоконденсатного фактора. Но нефтедобытчиков не устраивает цена – 200 000\$ для каждой скважины.

Фирма «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 [25, 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%). Компания *PanCanadian* с 1996 г. имеет расходомер *Agar* в эксплуатации по обслуживанию куста из 10 скважин с показателями 28-128 м³/сутки, обводненности до 94% при давлении 10-11 бар и температуре около 20-23 С. Максимальный газовый фактор составлял 96.6% от объема.

В Казахстане компанией «Казгермунай», месторождение Нуралы закуплены 4 расходомера *AgarMPFM* 408Е 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 условиях высокого содержания 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 установлены 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* (влажмеры 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 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).

АО«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.

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.

1.4. Групповые замерные установки

Отечественные автоматизированные системы контроля дебита Q и ФХС СКЖ и сухой нефти используют групповые замерные установки (ГЗУ) Спутник-М по ТУ 3667-102-00148139-2001 (ОКП 36 6713), предназначенные для измерения (путем поочередного подключения скважин) в автоматическом и ручном режиме количества скважинной жидкости, нефти, воды и газа, добываемых из нефтяных скважин. ГЗУ и подобные установки можно рассматривать как мехатронные комплексы.

В основе работы замерного устройства заложен гидростатический метод измерения массы продукции скважин, основным элементом которого является датчик перепада давления, что упрощает метрологическое обеспечение, не требует громоздких стендов. Количество подключаемых скважин от 8 до 12.

Технические характеристики Спутник-М: рабочее давление установки, МПа, не более - 2.5, 4.0; диапазон измерения расхода жидкости, т/сут – 1 – 400; расхода газа, м³/сут – 40-20000.

Параметры рабочей среды (СКЖ): кинематическая вязкость – $1.5 \cdot 10^{-4} \div 5 \cdot 10^{-4}$ м²/с; температура среды, °С – 5-70; газовый фактор при нормальных условиях – 0.1÷100; содержание сернистых

соединений, мг/л – до 35; размер механических примесей, диаметром, мм, < 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 %.

Рядом институтов (ТатНИПИнефт, НПО «НТЭС», БашНИПИнефть) разработаны массовый счетчик для замера дебита скважин «СКЖ» и установка «Призма» для малodeбитных 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. Устанавливаются «СКЖ» на автоматическую ГЗУ (АГЗУ) «АМК 40-8-400КМ-04.1» вместе с турбинным счетчиком «ТОР», на малогабаритную «АМК 40-8-7.5» без газосепарационного блока. К недостаткам «СКЖ» можно отнести использование счетчиков «ТОР». СКЖ смонтирован в боксе 2×1,9×2,3 м, масса 950 кг.

Передвижная дебитомерная установка УД-30М предназначена для малodeбитных скважин. Установка состоит из блока подготовки, счетчика количества жидкости и газа «Агат» и емкости. 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: диапазон измерения массового расхода: жидкости 0,5–30 т/сут, газа 0–65 м³/час; давление – до 2,5 МПа; вязкость 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% и ± 6 % для диапазона 10–95 % [27].

Ко второму поколению АГЗУ можно отнести серии АГМ (до 16 скважин) и шесть вариантов АГЗУ «Спутник» (до 24 скважин) [28] с одним замерным сепаратором и отопливаемым 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 АГЗУ «Спутник ГМН 40-8-500» [30] используется гидростатический метод измерения дебита - по отсчету времени заполнения от нижнего до верхнего уровня мерной емкости. Управление переключением скважин на измерение дебита продукции скважин осуществляется автоматически как на индивидуальное, так и групповое измерение.

В работе [31] автор указывает на то, что в АГЗУ типов «Спутник», в их жидкостном канале установлены объемные измерители расхода жидкости с растворенным в ней газом, что дает погрешность собственно расхода 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, Rohar и других не удовлетворяют требованиям точности и экологической чистоты. Кроме того, их дороговизна делает нерентабельной их установка не только на скважинах, но даже на АГЗУ.

Проблемы, которые надо решать для модернизации АГЗУ:

1. Неполная сепарация свободного газа в гравитационном сепараторе.
2. Остающееся в жидкости количество свободного газа может достигать до 20%.
3. В газовом канале имеется часть капельной жидкости, унесенной с потоком газа.
4. Структура потока при циклическом методе работы АГЗУ после сепаратора не стационарна и представляет собой неоднородную эмульсию.
5. Соленость пластовой воды в скважинах различна и меняется со временем.
6. Из-за неполной сепарации счетчики, расходомеры и влагомеры вынуждены измерять двухфазную смесь, на что они не рассчитаны.
7. Проблемой является представительность объема измеряемой смеси. Метод локального зондирования приемлем только для хорошо перемешанных смесей.

Приведем сводную таблицу сравнительных технических параметров зарубежных и отечественных многофазных расходомеров.

Сравнительные технические характеристики МФР

Табл.1.2.

Название МФПА (компания)	Диапазон дебита (т/сут)	Масса, кг	Погрешность, %
PhaseTester (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),	-	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/нефть), ±5% (газ) η= 0.1-200 сП, ρ= 700-1100
REMMS с сепарацией (Weatherford),),2008г.	40-2400	2700-4500	±2% (по воде и нефти) ±5% по газу
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 СН) ±5% (расход газа)
Спутник-М с АСИКН (2006 г.) (СИБНА, Тюмень) Цена - 1.575 млн. р	1-400 (жидк.) 40-20000 газ	±2.5% (Q нефти), ±5% (G газа), ±15% (воды 5-10%), ±6% (воды 10-95%)	
МУР – расходомер многофазный универсальный (на перепаде давления в трубке Вази) (Нефтестройкомплект, п.Октябрьский, Башкирия) (2008)	0.5-300	Q= ±1.0% (нефти), ±8% (газа), W: ±1% (5-10% воды), ±2.5% (10-60%), ±4.0% (60-100%); массы нефти: ±2.5% (5-50% воды), ±7.5% (50-80%) ±15.0% (80-100).	

1.5. Приборные и мехатронные комплексы для 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 и газового конденсата (**СИКН**) (ТУ 3667-002-00136352-2015). Она предназначена для оперативного и коммерческого учета нефти и нефтепродуктов, в том числе для: автоматизированного измерения массы и массового расхода, компонентного состава; автоматизированного и ручного отбора пробы; автоматизированного измерения плотности, объемной доли воды; дистанционного и местного измерения давления, температуры; автоматизированного регулирования расхода.

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 (°C) - +4÷50; режим управления запорной арматурой – автоматический.

Система измерения количества и показателей качества жидких углеводородов (СИК) фирмы **ИНКОМСИСТЕМ** предназначена для определения ФХС 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 прувера, системы сбора, обработки и передачи информации.

БФ очищает рабочую среду от механических примесей. Контроль загрязненности БФ ведут по перепаду давления на фильтрах. 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 и манометр. На выходном коллекторе устанавливаются зонды для отбора пробы для БИК (по ГОСТ 2517-85 с изм.1). В БИЛ также входят преобразователи: расхода (кориолисового, ультразвукового типов); избыточного давления; интеллектуальный датчик температуры.

В состав БИК входят автоматический и ручной пробоотборники, пикнометрическая установка для определения свободного газа (УОСГ), плотномеры *Solartron* и *Caliburton*, вискозиметры *Solartron*, влагомеры *Phase Dynamics*, УДВН, ВТН-1П, ВСН-1, ВСН-БОСНА, АСТАР, хроматографы для определения компонентного состава.

Для обеспечения изокINETичности потока (равенства скоростей на входе в пробоотборник и в основном трубопроводе) могут быть применена насосная схема регулирования потока с частотным регулированием производительности.

Средства измерения, входящие в состав СИК имеют следующие метрологические характеристики (по Проспекту Инкомсистем) (Табл.1.2).

Метрологические характеристики СИК Таблица 1.2.

Пределы относительных погрешностей (ПОП) преобразователей расходов в рабочем диапазоне расхода (по массе)	± 0.25 %
ПОП контрольного преобразователя расходов в рабочем диапазоне расхода	± 0.2 %
Пределы допускаемой абсолютной погрешности преобразователей плотности	±0.03 кг/м ³
Пределы допускаемой абсолютной погрешности влагомера	±0.05 кг/м ³
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений температуры	±
ПОП дистанционных преобразователей давления	±0.085 %
Пределы допускаемой приведенной погрешности манометров	±0.05 %
ПОП измерений массы брутто среды	±0.25 %

Блоки контроля качества (БКК) нефти и нефтепродуктов 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.

Технические характеристики: условный проход трубопроводов - 50 мм; потребляемая мощность – 6 кВА; класс взрывоопасной зоны – 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 блок-контейнера обеспечивает температуру в контейнере $\geq +5^{\circ}\text{C}$.

1.6. Структуры потоков и представительность пробоотбора

Структуры потока двухфазных жидкостей весьма многообразны (рис.1.2).

Представительность образцов наивысшая при максимальной однородности распределения компонентов водонефтяного потока. Рекомендуется: предварительно перемешать и предотвратить гравитационного разделения. Это может быть достигнуто при отборе пробы из вертикального потока. Должно выполняться условие изокINETичности отбора пробы по ГОСТ 2517.

Однако 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. Предлагается диапазон воды разделить на поддиапазоны: 0–3 %; 2–40 %; 40–70 % и 70 –100 %. Первый относится к товарной нефти.

Пробоотбор сырой нефти (СН) будет полностью представительным, если анализируется 100% образца. Этого достичь практически невозможно (Демьянов) [33]. На представительность пробоотбора оказывает влияние положение трубы (Jiskoot. 1987) [17]. При горизонтальном ее положении возможна ситуация, когда под действием гравитации произойдет расслоение потоков (особенно при низких скоростях) и труба будет заполнена не полностью. В этом случае [34] расход:

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

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 воспроизводить потоки в широком диапазоне параметров (Березовский, Акчурин, Газизов и др.) [35, 36], при котором обеспечивается пузырьковая структура потока, которая наблюдается при расходах выше 7 м³/час (1.94 л/с) и объемном $G < 15$ %.

УВТ предназначена для исследования объемного и массового Q , ρ , G свободного газа. УВТ обеспечивает воспроизведение и передачу следующих параметров измерения: объемного Q жидкости в диапазоне $3 \cdot 10^{-2} \div 40$ м³/час с погрешностью ± 0.02 % (при использовании эталонных весов) и ± 0.1 % (при использовании эталонных расходомеров); объемного G в диапазоне $18 \cdot 10^{-5} \div 300$ м³/час (при $T = 20^\circ\text{C}$, давлении 101.325 кПа) с относительной погрешностью ± 0.25 % (при использовании блока задания расхода газа) и ± 0.3 % (при использовании блока поверки и калибровки СИ расхода газа); стабильность поддержания расхода жидкости ± 0.1 %. Обязательным условием выполнения приведенной методики измерений – пузырьковый, мелкодисперсный режим ГЖП (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, 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 – ± 0.05 %.

Глава 2

Промышленные проточные приборы и датчики контроля нефти

2.1. Приборы для определения 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 некоторых расходомеров. 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, ответвляемой 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 $\pm 4\text{--}5\%$ на водонефтяной эмульсии. Основной недостаток – они малопригодны для жидкостей с механическими примесями и высоким газовым фактором. Исследования на 12 турбинных расходомерах 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, износа, повреждения роторных лопаток механическими примесями и неоднородностями потока.

Магнитоиндукционный расходомер *Sima FC2* одноименной фирмы применяют в потоках с гидроударами, в средах с газообразными и твердыми включениями. Но обязательное условие – отсутствие магнитных частиц. Диапазон измерений $0,1\text{--}10$ 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 большой нижний предел измерений – $3\text{ м}^3/\text{час}$.

Вихревые расходомеры могут работать с приемлемой погрешностью только в однородной среде типа светлых нефтепродуктов. Хорошие результаты с точностью $\pm 2\%$ 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. Допплеровские 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 многофазный расходомер (МФР) «Ультрафлоу» для измерения дебита скважин на методах ультразвукового зондирования СКЖ, запатентованный в мире.

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 декабре 2011 г. на Государственном эталоне единицы массового расхода газожидкостных смесей в ФГУП «ВНИИР» проведены исследования «Ультрафлоу», которые подтвердили заявленные технические характеристики системы. 12 этих МФР 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 погрешность 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. 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 ним и датчиком ≤ 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 кориолесовому ускорению, а возникающие в результате силы отклоняют трубку на величину угла, пропорциональную массовому расходу. Метод годится для установившихся течений без сильных флуктуаций расхода или перемежающихся структур потока. Но в неустановившихся режимах потока возникает проблема, связанная с ускорением и замедлением многокомпонентного потока, есть зависимость от плотности среды, ограничения по диаметру проходных сечений.

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.

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. Приборы для измерения 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 $\pm 0,02-0,05 \%$ при 1 %-м содержании воды. 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 $\pm 2,5$ –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+Hausser 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 при 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 СКЖ, 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 диэлькометрических влагомеров.

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: $0,5 \div 1$ 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 (с 95%-й доверительной вероятностью) (Табл.2.1).

Сходимость и воспроизводимость результатов измерений Таблица 2.1

Объем образца, см ³	Сходимость, см ³	Воспроизводимость, см ³
≤ 1	$\leq 0,1$	$\leq 0,1$
> 1	0,1 или 2% от средн.объема	-
$1 \div 10$	0,1 или 2% от средн.объема	0,2 или 10% средн. объема
> 10	0,1 или 2% от средн.объема	5 % от средн. 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 ρ_z водо-нефтяной эмульсии, ρ_v воды и ρ_n нефти (Самигуллин, Идиятуллин) [29]:

$$\rho_z = [(100 - 0,1W)/\rho_n + 0,01W/\rho_v]^{-1} \quad (2.1)$$

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» **влагомера «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 невыполнима, поскольку это невозможно сделать без определения влагосодержания, выход авторы видят в использовании нового метода и прибора - радиоволнового влагомера «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 $5 \div 30\%$ газа, при этом не указываются дополнительные погрешности при меньших и больших значений газа. О погрешности измерений газа при наличии в нем капель жидкости вообще реь 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 влагомера «Сител-РВВЛ», работающего с повышенной точностью при измерении малого содержания воды. Другие зондирующие зонды влагомера в силу их нечувствительности к содержанию газа в смеси, могут располагаться до и после сепаратора и в жидкостном канале. Поскольку все имеющиеся на сегодня влагомеры, 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.

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 содержания 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 в 2 раза выше и для диапазона влажности $0.001 \div 0.651$.

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:

$$Q_H^M = Q_{CM}^M (1 - V_B^{OTH} \cdot \rho_B / \rho_{CM} - V_G^{OTH} \cdot \rho_G / \rho_{CM}) \quad (2.2)$$

где Q_H^M и Q_{CM}^M - массовые расходы нефти и смеси нефти, воды и остаточного газа; V_B^{OTH} и V_G^{OTH} - объемные относительные содержания воды и газа в смеси; ρ_B , ρ_G и ρ_{CM} - 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 $V_G^{OTH} = 10\%$ 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 АГЗУ.

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 $F_{рез}$.

В таблице 2.3. представлены предельных значений погрешностей, установленных на основании результатов сертификационных испытаний.

Пределы погрешностей влагомера

Таблица 2.3.

Наименование характеристики	Динамический режим	Статический режим
Предел допускаемой основной абсолютной погрешности, %	± 0.8	± 1.0

Предел 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, %	$- 1.87 \cdot 10^{-2} \cdot (T - T_n)$	$- 3.28 \cdot 10^{-2} \cdot (T - T_n)$
Предел допускаемой дополнительной погрешности от изменения своб. газа (0-30%), %	± 0.95	± 1.30

2.3. Комплексная автоматизация добычи и подготовки нефти

В автоматизированных системах управления технологическими процессами (АСУ ТП) добычи и подготовки нефти используются типовые решения и комплексы автоматизированных систем, которые строятся в виде иерархически распределенных структур. На нижнем используются ТТУ. Базой высокого уровня являются промышленные компьютеры и контроллеры (по *ISO 9001*), способные работать от $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $+85\text{ }^{\circ}\text{C}$.

В области нефтедобычи для управления процессами используется радиомодемная телеметрическая сеть, осуществляющая сбор параметров со скважин, управление их пуском/остановом, электронное динамометрирование, передачу параметров на автоматические ГЗУ (АГЗУ), контроль параметров АГЗУ, управление ПСМ, контроль параметров и управление остановом насосов КНС, измерение количества воды, прокачанной через общий коллектор, сохранение информации при пропадании напряжения питания, накопление информации при пропадании связи, передачу информации на диспетчерский пункт. АРМ диспетчера, работающие в среде *Windows NT* пакета *TRACE MODE* фирмы *AdAstra* осуществляет визуализацию параметров, графиков, цветных мнемосхем, архивирование параметров, вычисление дебитов скважин, построение динамограмм, ведение журнала состояния оборудования.

Для *подготовки нефти* предлагается автоматизированная система комплексной подготовки нефти в виде двухуровневой распределенной системы, где на нижнем уровне ставятся типовые контроллеры блока подготовки нефти, системы очистки сточных вод, блока сбора дренажей, установки улавливания легких фракций, котельной, компрессорной, бойлерной. Установки комплексной подготовки нефти (УКПН) состоят из многих объектов: сепараторов, отстойников, печей, теплообменников, каплеобразователей, смесителей, электродегидраторов, резервуаров, насосов, улавливателя легких фракций, котельной, компрессорной, бойлерной. На каждом объекте ставится свой МПК с организацией рабочего места или без АРМ оператора. Все МПК имеют международный сертификат *ISO 9001* и

среднее время наработки на отказ 70 000 – 200 000 часов. Со всех контролеров, распределенных территориально, информация собирается по кабельным или по RS-485 линиям, по модемным или радиомодемным каналам на верхний уровень – АРМ диспетчера, которые представляют собой ПК, соединенные по сети *Ethernet* и имеющие общую информационную базу данных. В качестве системного программного обеспечения на всех контроллерах используется *MS-DOS 6.22*, а на АРМ оператора, диспетчера, технолога – *Windows NT Workstation 4.0*.

Для решения задач учета нефтепродуктов (НП) используется автоматический узел учета нефтепродуктов, который осуществляет прием и преобразование импульсов от преобразователей расхода в единицы объема, прием сигналов от датчика температуры, двух плотномеров и влагомера, вычисление массы и приведение вычисленного объема к 20 °С, выдачу сигналов управления автоматическим пробоотборникам, индикацию учетно-расчетной информации на дисплей, формирование отчетов.

Отдельно стоит задача автоматизации резервуарного парка нефтепродуктов: дистанционное управление и контроль приема НП, управление насосами, задвижками; управление и контроль отпуска НП, визуализация параметров и состояния резервуаров на экране рабочей станции диспетчера в виде цветных мнемосхем, графиков, пиктограмм; учет получаемого/отпускаемого НП в графическом/табличном виде за смену, сутки, месяц; управление переключением резервуаров, контроль их состояния, формирование отчетов, доступа к контроллерам и АРМ диспетчера.

АРМ оператора-технолога в АСУ ТП - станция оператора – технолога реализован на стандартных МПК. Программное обеспечение станции настраивается на объект с помощью инструментальных средств, входящих в комплект поставки и состоящих из систем: конфигурирования, формирования мнемосхем, отчетных документов и таблиц, ручного ввода.

Системы коммерческого учета энергоносителей и материальных потоков поставляются комплектно и строятся на базе высоконадежных и точных преобразователей энергии, расходов, давления и температуры.

Автоматизированная система *PlantWeb Builder (Fisher Rosemount)*, которая включает: измерительные и аналитические приборы, клапаны с цифровыми контроллерами или электроприводами, масштабируемые системы управления с интегрированными функциями обслуживания приборов и анализаторов, оборудование, например источники питания и соединительные коробки, инженерную и техническую поддержку. Система обеспечивает: искробезопасность, подключение устройств по многоточечной схеме, сетевое объединение всех компонентов. Система *Foundation Fieldbus* использует технологию дескрипторов устройств, которая позволяет использовать новые

приборы без потерь функциональных возможностей системы. Технология отвечает требованиям стандартов *ISA S50*, *IEC 61158*.

В систему включаются также: МПК *DVC50001*; масштабируемая система управления *DeltaV*; датчик давления 3051 с 5-ти летней стабильностью характеристик; датчик температуры 3244MVc измерением температуры сразу в двух некритических температурных контурах, возможностью работы в режиме резервирования и в режиме регистрации дрейфа сенсора; вихревой расходомер модели 8800A без отверстий и полостей, способных засоряться; индукционный расходомер 8742C, стабильный при высоком уровне электромагнитных помех; датчик расхода и плотности модели 5300, с самодиагностикой, адаптированный под работу с сенсором *Micro Motion*; датчик pH модели 4081c прогнозированием отказа сенсора; кислородный датчик *Oxymitter*; ЭП серии *EQL* с плавным регулированием и совместимостью с разными клапанами, типами управляющих сигналов и питания.

2.4. Элементы автоматизированных измерительных комплексов

Системы учета нефти и топлива чрезвычайно важны и необходимы по всей технологической цепочке от скважины до потребителя. В настоящее время допустимая погрешность измерения массы нетто товарной нефти и нефтепродуктов составляет 0,35–0,5 %. Однако, в отечественной нефтедобывающей промышленности и трубопроводном транспорте при многократном учете одних и тех же партий нефти в системе трубопроводов от промысла до реализации суммарная погрешность достигает 2–3 % [33д]. В результате ежегодные потери нефти и нефтепродуктов в стране из-за погрешностей измерений составляют в денежном выражении до 2,5 млрд. долларов США, то есть сопоставимы с крупными статьями дохода. В этой связи основной задачей реконструкции узлов учета нефти – создание автоматизированной системы измерения количества и качества нефти (АСИКН) и нефтепродуктов. Задача особенно актуальна при учете многофазных нефте-газо-водных скважинных жидкостей, поскольку введен ГОСТ 8.615-2005, требующий контроля массы, влажности и газового фактора уже на стадии добычи нефти. Оперативный учет продукции скважин в настоящее время осуществляется ГЗУ «Спутник», точность которых недостаточна. В то же время есть экспериментальные данные, позволяющие надеяться на решение задачи повышения точности измерения (до 0,5 %) путем одновременного автоматического экспресс-контроля концентрации воды и газа. Авторы [32д] принимали участие в создании ядерно-магнитного концентромера-расходомера для многофазной скважинной жидкости.

2.4.1. Датчики технологических параметров контроля в нефтяной

промышленности и энергетике

Датчики температуры (ДТ). Выбор ДТ определяется диапазоном изменения температуры и условиями измерения. Для измерения используются термопары (ТП), термосопротивления (ТС), полупроводниковые датчики и пирометры. Термопары основаны на возникновении ЭДС на границе спаев из разных металлов и имеют широкий диапазон измеряемых температур и высокую надежность. В зависимости от диапазона температур применяют разные металлы. Но в широком диапазоне характеристики ТП недостаточно линейны. Термометры сопротивления ТС, меняющие свое сопротивление в зависимости от температуры, имеют лучшие по сравнению с ТП разрешение и повторяемость характеристик. В промышленности применяют платиновые ТС, обладающие высокой точностью, механической прочностью и электрической стабильностью. Термисторы – разновидность ТС – окись металлических сплавов в виде керамики с большим отрицательным температурным коэффициентом. Они имеют в 10 раз большую чувствительность по сравнению с металлопленочными ТС, хотя последние имеют больший диапазон измерения.

В качестве ДТ для визуального неконтактного измерения температуры применяются оптические пирометры. Их диапазон измерения определяется спектральной чувствительностью датчика. Одним из способов измерения температуры является также метод, основанный на отрицательном температурном коэффициенте $2,2 \text{ мВ/}^{\circ}\text{C}$ падения напряжения на переходе «база-эмиттер» биполярного транзистора с изменением температуры. Диапазон измерения $\pm 100^{\circ}\text{C}$, точность $\pm 0,1^{\circ}\text{C}$.

Датчики давления (ДД).

В качестве ДД до последнего времени применялись потенциометрические датчики, использующие тензорезисторы, но им свойственна чувствительность к ударам и вибрациям, а также значительная погрешность (3 %), обусловленная конструкцией. Поэтому были разработаны бесконтактные *тензометры*, имеющие большую стабильность и погрешность, равную $\pm 0,5 \%$. Уровень их выходного сигнала обычно порядка милливольт, поэтому на выходе датчика требуется предусилитель. Полупроводниковые тензометры располагают непосредственно на диафрагме, воспринимающей давление. Но низкая чувствительность делает их пригодными для измерений только высоких давлений. Усовершенствование тензометров идет по пути напыления пьезорезисторов на кристаллические диафрагмы. Пьезорезисторы, включенные в схему чувствительного моста Уинстона, в составе гибридной схемы вводят для компенсации ошибок. Здесь требуется встроенный эталон, внутренний нагреватель, который стабилизирует температуру в области измерения.

В базовый комплект современных датчиков «АСД-Турбина»

входят ДД на 16 атм, 25 атм и 150 атм.с точностью $\pm 0,5 \%$.

Датчиками перепада (разности) давления – *дифференциальными манометрами* измеряют *расход* жидкости, газа или пара, уровня однородной жидкости. Измерение расхода дифманометрами осуществляют совместно с сужающим устройством (диафрагма, сопло) служащим для создания перепада давления, измеряемого до и после сужения. Но есть ряд ограничений: вещество должно быть однофазным; полностью заполнять сечение трубопровода и сужающего устройства; изменение расхода вещества должно происходить плавно, без пульсаций; трубопровод до и после измерителя должен быть достаточно протяженным, прямолинейным и цилиндрическим. Кроме того, дифманометры создает сопротивление потоку. При измерении низких давлений погрешность выходят за пределы нормируемых.

Попытки использовать дифманометры для измерения расхода гетерогенных систем, например сырой нефти, оказались безуспешными, поскольку погрешность достигала $\pm 50 \%$. Причина – в выделении большого количества газа при дросселировании потока измерительной диафрагмой и в колебании плотности жидкости. Неудовлетворителен диапазон измерений (отношение *мах/мин* расхода) равный 3,3; сильна зависимость от газового фактора, приводящая к погрешности до $\pm 30 \%$, а в отсепарированной от газа жидкости к погрешности $\pm 5 \%$. Поэтому такие расходомеры могут обеспечить точность только $\pm 10 \%$ [17].

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, ответвляемой 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 ± 4 –5 % на водонефтяной эмульсии. Основной недостаток - они малопригодны 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 ион-содержащих 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* (рис. 2.5) одноименной фирмы находит применение в потоках, характеризующихся гидроударами, содержащих газообразные и твердые включения. Но обязательно 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 – $3 \text{ м}^3/\text{час}$.

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 $\pm 5\%$. Хуже его результаты на вертикальных потоках из-за проскальзывания фаз.

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*. На рис. 6.6 представлены варианты кориолисовых расходомеров *MicroMotion* фирмы *Fisher-Rosemount*, а также расходомер *Optimass 3000* фирмы *Krohne*.

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 используются турбинные расходомеры. Для многофазных потоков погрешность достигает 5 %.

2.5. Анализаторы расхода, основанные на методе ЯМР

Использовать метод импульсного ЯМР для измерения скорости течения однородной жидкости в магнитном поле впервые предложил Хан [36д] в 1960 г. 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 конструкций. 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. В диапазоне скоростей 2–7 м/с точность их однократного измерения составляет $\pm (2\text{--}2,5) \%$.

Двухкатушечные конструкции ЯМР-расходомеров предполагают два магнита (поляризирующий и анализирующий). Достигнутая точность однократного измерения однородной жидкости – $\pm 1 \%$. К началу 70-х фирма Bodger Meter разработала ЯМР-расходомер на диаметры труб $\varnothing 10$ (20, 25, 50 и 150) мм, точность $\pm 0,5 \%$ от предела шкалы, давление 8 Мпа, температуру измеряемой среды до $400 \text{ }^\circ\text{C}$, окружающей среды – $50 \div +1200^\circ\text{C}$. Аналогичный ЯМР-расходомер МРГ-П разработан в Японии, точность $\pm 0,5 \%$, диапазон расходов 160–1200 л/час на диаметр $\varnothing 9$ (25,50) мм, температуру измеряемой среды – до $120 \text{ }^\circ\text{C}$, окружающей среды 0 – $60 \text{ }^\circ\text{C}$. Отечественный ЯМР – расходомер однородной жидкости РМР ОК № 6823-78 имеет параметры: точность измерения $\pm 0,5 \%$, диапазон 60–600 л/час, температура измеряемой среды – $40 \pm 10 \text{ }^\circ\text{C}$, окружающей среды – 10 – $40 \text{ }^\circ\text{C}$, диаметр трубы – $\varnothing 8$ мм. Все расходомеры рассчитаны на дегазированную жидкость.

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 [31] – ИК-анализатор АОЛ-101 по ТУ 25-4823764.0016-88, прошедший Госприемочные испытания и включенный в Госреестр с № 421598015903.

2.6. Промышленный поточный контроль параметров нефти

В настоящее время он осуществляется в целях коммерческого (товарной нефти) и бригадного (сырой нефти) учета. Достаточно привести картограмму поверхностных скоростей движения фаз жидкости U_L^S и газа U_G^S на рис. 2.2 в трубе диаметром $\varnothing 25,4$ мм при комнатной температуре и нормальном давлении различных фаз в газожидкостной среде – скважинной жидкости, чтобы представить себе насколько сложной задачей является анализ этих систем. Здесь приведены зависимости U_L^S и U_G^S в фазах: А – диспергированные пузыри газа, В – вытянувшиеся замедленные пузыри, С – кольцевая диспергированная фаза.

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 являются: 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. Однако исследования показали, что в области «сшивки», погрешность достигает 30 %.

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.

Представительность пробоотбора. По данным исследований фирмы *Jisquit Autocontrol Ltd* содержание воды в сырой нефти при использовании ответвителей (байпасов) может определяться с точностью $\pm 0,02-0,05$ % 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 $\pm 2,5-3,5$ %.

Поскольку стоимость поставки сырой нефти основывается в настоящее время на пробе, отобранной в пункте передачи, то для минимизации риска сторон разработаны стандарты, определяющие основные требования, повышающие представительность отобранной пробы. Эти стандарты: однородность компонентов в трубопроводе, отбор образцов из жидкости, правильная обработка и смешение образцов, обязательный лабораторный анализ образцов.

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 изокINETичности отбора пробы согласно ГОСТ 2517.

Испытания [34д] 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 прбы 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 диапазону концентраций товарной «сухой» нефти.

Контроль физико-химических параметров

Одной из наиболее важных задач, возникающих при добыче и переработке нефти и битумов, является экспресс-контроль физико-химических характеристик продукции: концентрации общей серы, дисперсности, плотности, вязкости, а также контроль загрязненности вод, почв и процессов биodeградации при рекультивации почв, пострадавших от нефтедобычи и ее подготовки. Указанные параметры требуют оперативного контроля и, по возможности, реализации в одной измерительной установке, способной работать в полевых условиях. Области ее применения – продуктопроводы, точки технологической цепи подготовки, переработки и транспортировки нефти и нефтепродуктов, а также точки сброса пластовых и сточных вод. Эта проблема остается актуальной до настоящего времени. Дадим обзор промышленных анализаторов, используемых в настоящее время для контроля физико-химических свойств нефти и нефтепродуктов.

Контроль концентрации серы в нефти и нефтепродуктах)

Поточный анализатор серы *Spectro 682P-EC* разработан корпорацией *SPECTRO* (США, Германия) для непрерывного контроля общей серы в потоке жидких углеводородов в режиме байпаса. Проба вводится в термоокислительную камеру, а получившийся в результате окисления газ попадает на электрохимический детектор для измерения содержания двуокиси серы (SO_2). Метод соответствует стандарту *ASTM D6428*. Диапазон измерения концентраций серы 0–500 *ppm* (*parts per million* – миллионные доли). С таким диапазоном анализатор серы *682P-EC* соответствует новым жестким требованиям по низкому уровню серы, которые будут введены в течение нескольких последующих лет повсеместно. Анализатор управляется программируемым локальным контроллером. Технические характеристики: предел обнаружения – < 1 *ppm*; объем пробы – 20 мкл; давление в потоке 1 Бар; скорость потока 40 $\text{см}^3/\text{с}$; температура потока 35–90 °С; метод измерения – электрохимический; время анализа – 300 сек.; температура окружающей среды 5–27 °С; электропитание 220–240 В, 8 А, однофазное; габариты 220×112×76 см, масса 100 кг. Цена 120 000 \$.

Поточный анализатор серы *Spectro (Asoma) 682T-HP* (высокое давление) (рис. 2.9) предназначен для непрерывного контроля серы в потоке высоковязких углеводородов (УВ) под высоким давлением и повышенных температурах. Используется метод рентгеновской трансмиссии (*XRT*). Образец облучается радиоактивным элементом, а результат облучения в виде рентгеновской флуоресценции детектируется рентгеновским детектором

излучения. Температура потока – до 200 °С, кювета диаметром Ø5 см выдерживает давление до 55 бар. Диапазон определения серы 0,3-6 %. Необходим плотномер, система подогрева и кондиционирования воздуха. Время анализа – 4 мин. При 2,5 % серы точность - ±0,05 %

Контроль дисперсности водных эмульсий. Параметры, характеризующие дисперсное распределение капель в эмульсиях – важная характеристика, поскольку позволяет оперативно подбирать режимы деэмульсации сырой нефти и обводненных топлив и количество деэмульгатора, снижая его удельный расход. Эти данные необходимы при использовании водных дизельных, мазутных и битумных эмульсий в качестве топлива. Средний размер капель можно вычислить из данных распределения, полученных микроскопическим методом. Интегральными характеристиками дисперсности являются:

$$\text{среднегеометрический диаметр} \quad Lg D_r = \sum n \lg D / \sum n \quad (2.1);$$

$$\text{среднеарифметический диаметр} \quad D_{ca} = \sum nD / \sum n \quad (2.2);$$

$$\text{средний диаметр} \quad D_i = \sum nD^2 / \sum nD \quad (2.3);$$

$$\text{средний поверхностный диаметр} \quad D_s = \sqrt{\sum nD^2 / \sum n} \quad (2.4);$$

$$\text{средний объемно-поверхностный диаметр} \quad D_{VS} = \sum nD^3 / \sum nD^2 \quad (2.5);$$

$$\text{средний объемный диаметр} \quad D_v = \sqrt[3]{\sum nD^3 / \sum n} \quad (2.6),$$

где n_i – число капель с диаметром D_i .

Для описания дисперсного распределения капель формулой:

$$f(D) = (\sigma/D_m / 2\beta D\pi) \exp\{-[\ln(D/D_0) / \beta \sqrt{2}]^2\} \quad (2.7)$$

достаточно два параметра: D_0 – максимальный размер капель и β , характеризующую дисперсное распределение. $\beta = \sqrt{\ln[(\sigma^2/D_m^2) + 1]}$, $D_0 = D_m / \exp(\beta^2/2)$, где D_m – средний диаметр, σ – стандартное отклонение. В настоящее время эти параметры определяются только в лабораторных условиях микроскопическим способом нанесением эмульсии тонким слоем на предметное стекло микроскопа и визуальным подсчетом количества капель примерно одного диаметра. По полученным данным строится гистограмма распределения капель. Время анализа составляет не менее 1 часа, а погрешность достигает ± 30 %.

Контроль вязкости. 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 [37д].

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.

Действие ультразвуковых вискозиметров основано на измерении скорости затухания колебаний пластинки из магнитострикционного материала, погруженной в исследуемую среду. Колебания возбуждаются короткими (~ 10 – 30 мкс) импульсами тока в катушке, намотанной на пластинку. При колебаниях пластинки в катушке наводится ЭДС, пропорциональная скорости пластинки, колебания которой затухают тем быстрее, чем больше вязкость среды. Вязкость среды определяют по частоте импульсов.

Вискозиметр [38д] 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. Диапазон напряжений сдвига $\tau_R = 0,1-10^2$ Па, скоростей сдвига $D_R = 1-10^3$ с⁻¹, диапазон измеряемой вязкости $10^{-3}-10^2$ Па·с перекрывается капиллярами радиусами $R = 0,228, 0,391, 0,840$ мм, длиной $L = 53 \cdot 10^{-3}$ м. Объем образца $3-10$ см³. Но ВКГП не применим для потока.

Контроль плотности. Плотность нефти и нефтепродуктов также один из важнейших физико-химических свойств, входящих в номенклатуру параметров, характеризующих нефть, и необходимых для пересчета влагосодержания нефти с объемной влажности на массовую. Для определения плотности нефти существует ряд способов: денситометрический, взвешивание на весах Вестфала-Мора, пикнометрический, гидростатического взвешивания, взвешенных капель. Из перечисленных первые три приняты в качестве стандартных, но все - 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, управления химическими реакциями, измерений в пенообразующих жидкостях или суспензиях.

Контроль элементного состава. Поточные анализаторы элементного состава *Spectro 600T-LP* корпорации *SRECTRO* (США, Германия) могут одновременно измерять концентрации элементов в ряду от *Al* до *U* и/или связанные с ними соединения. Для измерения используется технология энергодисперсионного рентгенофлуоресцентного анализа. Анализатор обеспечивает точность анализа не хуже ± 1 % отн. при типичной продолжительности измерений 60–600 сек.

В частности, система *Spectro 682T-LP* (низкое давление) может быть настроена на многопоточный анализ жидкости (до 7 потоков) и откалибрована на разные элементы. Анализируемый продукт: дизтопливо, керосин, газойль, бензин. Весовых твердых включений и воды должно быть < 250 ppm. Температура окружающей среды 15–30 °С. Время анализа 240 сек.

Для определения концентрации водорастворимых полимеров и поверхностно-активных веществ (ПАВ) в нефтепромысловой воде, закачиваемой после ее очистки от нефти и солей в нефтеносные пласты в

настоящее время используется фототурбидиметрический способ определения концентрации ПАВ по ОСТ 33-014-85. Для анализа требуются реагенты, время измерения и обработки результатов 30–40 минут. Методика относится к лабораторным и не может быть применена на потоке для экспресс контроля. Для определения концентрации солей тяжелых металлов используется фотометрия, также использующая реагенты.

2.7. Системы телеметрии для передачи данных при нефтедобыче

Контроль за состоянием погружного оборудования и откачиваемой скважинной жидкости осуществляется с помощью системы телеметрии, погружаемой непосредственно в скважину. Телеметрия соответствует ТУ3381-026-21945400-2001. Система ПБТ производства ОАО АЛНАС (г.Альметьевск), для передачи параметров электродвигателя (насосного), погруженного в скважину на станцию управления АЛСУ-А.

Измеряемые параметры: давление среды, температура среды и корпуса ЭД, вибрация в двух плоскостях. Система осуществляет усреднение и преобразование измеренных значений в физические величины, кодирует полученную информацию избыточным помехозащищенным кодом и формирует кадры данных для передачи их в ПКТ, ведя непрерывный контроль параметров двигателей серий 7ЭД12–90-117М, 7ЭД16–45-103М1, 7ЭД22–150-130М, 7ЭД180–117М, 7ЭД180–250-130М. Передача информации и питание двигателя осуществляется по одной жиле кабеля. Отображение информации – на ЖКИ экране (4×16 символов). Внешний интерфейс – *CANBUS* или *RS 232/RS 485*. Питание контроллера 24 В/220 В. Потребляемая мощность – 60 Вт. Диапазоны: давления на приеме насоса –30 МПа и температуры двигателя 10–150 °С с точностью $\pm 2\%$; вибрации двигателя – X/Y 0-5g с точностью – 5 %. Габариты погружного блока – 20×190 мм.

Импульсная система телеметрии ИСТ-предназначена для использования в нефтяной промышленности в составе погружных центробежных насосов в качестве средства контроля параметров для блока автоматического управления установкой электроцентробежного насоса (УЭЦН) добычи нефти. Она осуществляет непрерывный контроль температуры масла электродвигателя, уровня вибрации погружного оборудования осуществляется в зоне подвески УЭЦН. Данные используются для автоматического управления работой УЭЦН по давлению, температуре, виброускорению совместно с блоком управления ШГН.

Основные параметры ИСТ-1: число каналов – 3, диапазон изменения контролируемых величин – давления 0–25 МПа, температуры 0–120 °С,

виброускорения $0\text{--}25 \text{ м/с}^2$; погрешности контроля давления и температуры такие же, что и у системы ПБТ, виброускорения $\pm 20 \%$; диапазон измерения по виброускорению $0\text{--}25 \text{ м/с}^2$. Передача информации по кабелю питания УЭЦН в виде последовательного двоичного кода. Количество релейных выходов на отключение двигателя – 2, величина напряжения постоянного тока выходных аналоговых сигналов – $0\text{--}5 \text{ В}$. Индикация количества отключений на трехразрядном десятичном цифровом табло – до 9, после отключения информация о текущих значениях параметров ЭД сохраняется. Питание блока приемника – от однофазного переменного тока напряжением 220 В , 50 Гц , питание блока передатчика – переменного тока $19,3 \text{ В}$ или 27 В , 50 Гц . Условия эксплуатации следующие. Блок передатчика: среда – масло мотора; давление масла – до 25 МПа , температура – до $100 \text{ }^\circ\text{C}$. Для блока приемника и блока питания: окружающая среда – атмосфера, температура от $-50\text{--}+60 \text{ }^\circ\text{C}$, относительная влажность – до 98% .

Радиостанции для передачи телеметрии типа «Заря» предназначены для использования в системах передачи цифровой информации в телемеханике, для создания компьютерных радиосетей (удаленный доступ к базам данных и сети *Internet*, электронной почты), голосовой связи. Заря-ТМ, ТМ/450 – симплексная радиостанция без модема, Заря-ТММ, ТММ/450 – симплексный *FFSK*-радиомодем со скоростью передачи данных 1200 Бод . Интерфейс *RS-232*. Заря-ТМ232, ТМ232/450-симплексный *DPSK*-радиомодем со скоростью передачи данных 1200 Бод . Программируемый синтезатор частоты, защита данных в сложной электромагнитной обстановке, технологический речевой канал для использования при пуско-наладочных и профилактических работах, работоспособность в сложных климатических условиях ($-40\text{--}+55^\circ\text{C}$), защита от пыли и влаги, возможность использования в системах телемеханики с контроллерами ТК-84, СТМ-1, «Кедр» и др. Технические характеристики. Шаг сетки рабочих частот – $12,5$ или 25 кГц ; чувствительность приемника – не хуже $0,3 \text{ мкВ}$; выходная мощность передатчика (переключаемая) – $10 (5) \text{ Вт}$; избирательность по соседнему каналу – 80 дБ ; интермодуляционная избирательность – 7 дБ ; соотношение времени «прием», «передача» – $1:1$; максимальное время непрерывной работы на передачу – не более 5 минут ; количество рабочих каналов связи – до 16 . Класс излучения: *8K5F1D*, *16K5F1D*, *16K5F3E*. Режим работы – одно и двухчастотный симплекс. Питание приемопередатчика $+12 \text{ В}$. Потребление в режиме «передача» – не более 3 А . Вес приемопередатчика – не более $1,2 \text{ кг}$. Габариты – не более $175 \times 154 \times 52 \text{ мм}$. Время переключения прием/передача – не более 30 мс .

2.8. Автоматизированные системы технологического контроля нефти

Комплекс аппаратуры для автоматизированных систем контроля

В числе таких автоматизированных систем контроля можно назвать «Пульсар» – комплекс аппаратуры для узла учета нефти.

Комплекс предназначен для измерения количества (объема и массы нефти) и контроля качества (плотности, вязкости) на узле учета нефти (УУН), обработку и выдачу данных при учетно-расчетных операциях, управлении технологическим оборудованием УУН. Система обработки информации (СОИ) «Пульсар-1» обеспечивает подключение первичных преобразователей расхода (ПР), плотности, температуры, давления, вязкости с выходными параметрами: частота, сопротивление, постоянный ток; вычисление объема и массы нефти; проведение поверки: ПР по турбопоршневой установке (ТПУ), ПР по лопастному преобразователю объема (ЛПО), сличение по контрольному ПР, ЛПО, ТПУ.

«Пульсар-1» осуществляет отображение на мониторе измеряемых параметров; формирование счетных документов и вывод на принтер режимных листов, сводок, паспортов качества, актов, протоколов поверок, сличений; ведение журнала событий с регистрацией аварийных состояний на УУН и действиях пользователей; передачу информации в систему телемеханики по интерфейсу RS-232C или RS-485 протоколу MODBUS по сети Ethernet, на основе технологии OPC (*Ole for Process Control*).

В состав СОИ «Пульсар-1» входят: блок обработки информации «Пульсар-3.2» для вычисления объема и массы перекачиваемой нефти по 12-ти измерительным линиям; контроллер ввода аналоговых сигналов КВС-12 для приема, обработки и передачи стандартных сигналов от 12-ти датчиков; блок усилителей БУС-12М для измерения количества импульсов от ТПР, частоты импульсных сигналов; блок питания БПС датчиков плотности *Solartron*; прибор эталонный «Пульсар-01Э» для поверки ПР с частотным выходом и турбопоршневых установок, поверки вторичных приборов счетчиков объема жидкости, блоков и систем СОИ; прибор вторичный счетчиков объема жидкости «Пульсар-3.1М», который обеспечивает вычисление объема и расхода перекачиваемой жидкости по 6, 9 и 12-ти измерительным линиям; ввод значений К-факторов ПР в 10-ти точках расхода и вычисление текущего значения К-фактора в каждой точке расхода («плавающий К-фактор»); вывод накопленной и вычисленной информации на индикатор, принтер и компьютер; Автоматический пробоотборник «Пульсар-АП1» предназначен для автоматического отбора проб при температуре рабочей среды +5—+50 °С, давлении в трубопроводе от 0,05 до 6,3 МПа, объем объединенной пробы до 4000 см³, объем точечной пробы от 1 до 14 см³, контроль перелива емкости (датчик уровня). Блок управления пробоотборником обеспечивает режимы работы: «время» - отбор пробы за заданное время; «партия» - отбор пробы за заданную партию; дистанционное управление отбором проб. Система

осуществляет контроль расхода (на расходомерах *Micromotion*, турбинных и лопастных счетчиках и ультразвуковых расходомерах); плотности (на плотномерах *Solartron 7835*); влажности (на УДВН-1п, *Phase dynamics*); вязкости (на *Solartron 7827*) пробоотборниками *Jiskoot*, *Clif Mock*, Стандарт А, Стандарт Р, Мавик ГЖ. В качестве контроллеров расхода применяются: *OMNI*, *Solartron*, *Daniel Floboss S600*, *SYBERTROL (Smith meter)*.

Блоки контроля качества нефти и нефтепродуктов (БКК) предназначены для определения параметров качества нефти и нефтепродуктов (нефть товарная и сырая, стабильный конденсат) в коммерческих и оперативных узлах учета, оснащенных турбинными или лопастными преобразователями расхода, а также для оперативного контроля качества нефти, принимаемой в магистральные нефтепроводы. В состав оборудования БКК, изготавливаемого в ИПФ «Сибнефте-автоматика» входят: фильтр тонкой очистки, диспергаторы, автоматические и ручные пробоотборники, поточные плотномеры и вискозиметры, датчики давления и температуры, насосы прокачки, дренажная система и трубная обвязка. Блок располагается на раме в отопляемом боксе железнодорожных габаритов. Силовая и контрольная кабельная разводка монтируется внутри бокса и выводится на взрывозащищенные клеммные коробки. Внутри бокса устанавливаются сигнализаторы загазованности и пожара, взрывозащищенные электроотопители, осветители и вентилятор. Параметры измеряемой среды: давление 2,5–6,3 Мпа, температура 0 – 45 °С, содержание воды в нефти при коммерческом учете 0–2 % об., при оперативном учете 0–90 % об., плотность при температуре откачки 580–1000 кг/м³, вязкость 3–45 сСт. Технические характеристики: условный проход входного и выходного трубопровода Ø50 мм, потребляемая мощность – 6 кВА, класс взрывоопасной зоны внутри блока – В-1а, класс взрывоопасной зоны до 0,5 м от стен блока снаружи – В-1г, степень огнестойкости контейнера по СНиП 21-01-97-III, система отпления обеспечивает температуру в блоке не менее +5 °С.

Узел учета жидкости на потоке устанавливается в линию трубопровода и предназначен для коммерческого учета в единицах объема неагрессивных жидкостей вязкостью от 0,55 до 6 мм²/с при 20 °С с относительной погрешностью ± 0,25 %. Узел учета состоит из газоотделителя (ГУ-40, 100, 150), фильтра (ФЖУ-40,100,150) с фильтрацией частиц до 100 мкм; счетчика жидкости ППО40-0.6,1.6, оснащенного механическим или электронным счетным устройством, пульта дистанционного управления. Диапазон расхода (в зависимости от комплектации УУЖ – от 5 до 420 м³/час. Температура среды от -50 до +50 °С. Технические характеристики: диапазон измерения расходов – до 20 м³/час, подача – до 30 м, питание – 380 В, габариты 1400×1000×940 мм.

2.9. Приборы оптического диапазона

В предыдущем разделе мы рассмотрели физические основы измерения и контроля с использованием электромагнитных волн метрового диапазона. В данном разделе мы рассмотрим диапазон используемых длин волн видимого $\lambda = 400-800$ нм и инфракрасного $\lambda = 800-1500$ нм оптического диапазона, принципы измерений и конструкцию аппаратуры с использованием источников оптического излучения и лазеров.

2.9.1. Методы оптической спектроскопии для измерения влажности нефти

Основопологающим законом молекулярной спектроскопии является закон Бугера, Ламберта и Бера (БЛБ), согласно которому относительное количество поглощенного слоем вещества света не зависит от интенсивности падающего света, и последующие слои одинаковой толщины поглощает одну и ту же долю проходящего через него света. Поглощение монохроматического света пропорционально числу молекул поглощающего вещества в единице объема раствора. Это можно выразить уравнением для оптической плотности D :

$$D = \lg(J_0/J) = \varepsilon \cdot c \cdot l \quad (2.8)$$

где J_0 — интенсивность падающего излучения; J — интенсивность излучения, прошедшего через слой вещества; ε — молекулярный коэффициент поглощения (экстинкции); c — концентрация анализируемого вещества, моль/литр; l — толщина слоя вещества, см. Метод широко используется для установления строения первичных нефтяных углеводородных компонентов в диапазоне длин волн $\lambda = 1-25$ мкм колебательных движений в молекулах, которые могут быть линейным (валентными), деформационными и групповыми.

ИК-спектры записываются в координатах: процент пропускания (или поглощения) излучения — волновое число. Процент пропускания соответствует $J/J_0 \cdot 100$. Процент поглощения $100 - J/J_0 \cdot 100$.

Предполагается, что в законе Бугера-Ламберта-Бера экстинкция ε есть величина постоянная, однако это не так, и ε зависит от длины волны поглощения, например для полиароматических соединений она разная.

Предполагается, что в законе БЛБ экстинкция ε есть величина постоянная, однако это не так, и ε зависит от длины волны поглощения, например для полиароматических соединений.

Все большее применение находят физические методы анализа, такие, как спектроскопия ближней инфракрасной (БИК) области спектра (длина волны $\lambda = 190-2500$ нм). Метод БИК лежит в основе методик экспресс-анализа продуктов нефтепереработки, нефтехимии и показателей качества нефти на длинах волн

400-1100 нм.. К преимуществам метода относятся малые объем пробы и отсутствие пробоподготовки, малое время анализа. В РГУНГ им. И.М.Губкина разработаны новые методики БИК-спектроскопии (в диапазоне 800-2500 нм), повышающие селективность на основе расчетов результатов анализа использованием современных алгоритмов анализа многомерных данных. Метод БИК является прочно укоренившимся для экспресс-анализа влажности и компонентов в масле и используется для анализа в режиме реального времени.

Для нефти оптический спектр поглощения, полученный на приборе Specord 61 NIR, демонстрирует области пропускания и поглощения этой плотной нефти и оптимальным для определения концентрации воды в нефти является выбор $\lambda = 1,825$ мкм при $T \sim 0,75$. Учитывая, что оптическая плотность $D = \lg(1/T) = 0,12$ и $D = \epsilon cl$, ($\epsilon = 5 \cdot 10^3$) и $c \approx 10^{-3}$, получим $l = 0,024$ м. Для Ромашкинской нефти (*Urals*) на длине волны $\lambda = 460$ нм $\epsilon = 0,224$ мкм⁻¹. Для более плотной полиароматики, антрацена $\lg \epsilon = 4,1$, а для больших длин волн ниже, т.к. показатель поглощения пропорционален $4\pi\acute{\epsilon}/\lambda$, где $\acute{\epsilon}$ - мнимая часть показателя преломления

2.9.2. Инфракрасный анализатор нефти

В настоящее время наиболее точными анализаторами влажности товарной нефти являются анализаторы ближней ИК-области спектра, имеющие метрологическую поддержку ОСТ 39-102-79.

Однако их применение для анализа непрозрачных, угленосных нефтей Татарстана показало, что они (АСВ-10) не удовлетворяют выдвигаемым требованиям. В частности, для их применения необходимо: а) для устранения нелинейности градуировки готовить образцы монодисперсного состава; б) существенно повысить чувствительность фотоприемника, а для устранения температурной зависимости метрологических характеристик термостатировать фотоприемник и использовать источники ИК-излучения; в) использовать светофильтры с максимально узкими полосами пропускания; г) для обработки результатов измерения использовать микропроцессорную технику и ввести предварительное диагностирование элементов и блоков.

Путем решения поставленных задач был разработан, прошел Госприемочные испытания, включен в Госреестр с КОД ОКП 421598 0159 и производится промышленно по ТУ 25-4823764.0016-88 ИК-анализатор

влажности товарной нефти АОЛ 101 (Рис.6) на поддиапазоны 0-1% и 0-10%, способный определять концентрацию воды с точностью ± 0.04 % абс.

Для подготовки эмульсий разработана шестеренная лабораторная мешалка.

Поскольку, при понижении температуры фоторезистора существенно снижается уровень тепловых шумов и повышается скорость срабатывания (в два раза при 10°C по сравнению с 20°C), для повышения чувствительности разработан термостатированный при 10°C фотоприемник, включающий микроохладитель на термоэлементе типа ТЭМО-7. Фоторезистор припаян к холодным концам микроохладителей. Корпус фотоприемника выполняет роль радиатора, охлаждающего горячий контакт микроохладителя. Усилитель предварительный УП1 для максимального устранения помех на сигнале от фотоприемника расположен в непосредственной близости от фоторезистора и экранирован. Коэффициент усиления равен пяти.

Закон БЛБ для бинарной смеси дает соотношение для интенсивности пропускания светового потока:

$$T = \exp(-c_1 a_1 l) \exp(-c_2 a_2 l) \quad (2.9)$$

где $c_1 a_1$ и $c_2 a_2$ - концентрации и коэффициенты поглощения (на заданной длине волны) фона образца и анализируемого компонента соответственно, l - длина оптического пути. Так как $c_1 + c_2 = 1$,

$$T = \exp\{-[c_2(a_2 - a_1) + a_1]l\} \quad (2.10)$$

Выходной сигнал приемника пропорционален T , но величина ΔT , которая регистрируется, связана с изменением выходного сигнала детектора ΔV соотношением $\Delta V = K \Delta T$, где K зависит от яркости источника, качества и чистоты оптических элементов. Найдем, при каких l для максимального K будут максимальны ΔT и ΔV при изменении c_2 на Δc_2

$$dT/dc_2 = -(a_2 - a_1)l \exp\{-[c_2(a_2 - a_1) + a_1]l\} = -(a_2 - a_1)lT \quad (2.11)$$

$$d(dT/dc_2)/dl = -(a_2 - a_1)T + (a_2 - a_1)l[c_2(a_2 - a_1) + a_1] \exp\{-[c_2(a_2 - a_1) + a_1]l\} = 0 \quad (2.12)$$

$$l = [c_2(a_2 - a_1) + a_1]^{-1} \quad (2.13)$$

Для этой величины l пропускание $T = e^{-1} \approx 37\%$. Кроме того, в этих условиях максимально значение ΔV . Указанное условие выполнено подбором толщины кюветы на диапазоны 0-1% и 0-10%.

2.9.3. Концентратомер экстинктометрический

Измерение концентрации суспензий, в частности концентрации клеток микроорганизмов используемых для очистки нефтяных стоков - определяющий параметр эффективности процесса очистки. В настоящее время в лабораторной практике для этого используется метод измерения оптической

плотности в оптическом диапазоне электромагнитных волн, обладающий определенными недостатками: концентрация суспензии может быть настолько велика, что прибор выходит за пределы своей точности, спектр поглощения может содержать несколько пиков в измеряемом диапазоне длин волн и неизбежна погрешность при измерении концентрации; большая часть вещества может находиться в виде пены, и следовательно не может быть зарегистрирована.

Для устранения недостатков нами был предложен способ и автоматическое устройство, в котором с целью увеличения диапазона измеряемых концентраций и повышения точности измерения, суспензию от исходного объема v разбавляют n раз до объема V достижения фиксированного значения оптической плотности в диапазоне $D = 0.2 - 0.7$, регистрацию светового потока осуществляют по изменению площади спектра во всем диапазоне поглощения суспензии, а концентрацию C_x преобразуя ур.(2.8) определяют по:

$$C_x = n D/\epsilon l = 1.11DV/v \quad (2.14)$$

где v и V - исходный и конечный (разбавленный) объемы суспензии биомассы.

Концентратомер работает в соответствии с программой микропроцессора. Все эти сигналы после ЦАП поступают в виде аналоговых постоянных сигналов на клапана и реле, включающие моторы механизмов. После времени, соответствующего сливу из ферментера дозы суспензии (например 10 мл), открывается долив воды в рабочую пеногасящую камеру. Долив осуществляется до тех пор, пока суммарная площадь сигнала спектра в стробируемом диапазоне, не достигнет величины, соответствующей фиксированного значения оптической плотности. Объем доливаемой воды фиксируется через АЦП в микропроцессоре по числу оборотов перистальтического дозатора. В результате: концентрация суспензии достигает значений максимальной точности измерений, при разбавлении и под воздействием пеногасящего устройства исчезает пена. Концентрация биомассы определяется по объему растворителя, пошедшего на разбавление для достижения заданного значения оптической плотности слабоконцентрированного раствора в соответствии с ур.(6.7). Сравнение диапазона измерений концентраций биомассы традиционным методом ($C = 0.08 - 1.5$ г св./л) с предлагаемым $C = 0.08 - 50$ г св./л указывает, что при повышении точности и сокращении времени измерения, диапазон измерений предлагаемым методом и устройством вырос в 30 раз.

2.10. Приборы для 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, нормированных МИ 2575-2000. Однако при газе $G > 5 \%$ наблюдаются отклонения показаний 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 $\pm 0.02 \div 0.05\%$. 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 погрешностью определения объема (массы), т.е. на пробоотборную систему приходится уже более половины суммарной погрешности. Ситуация осложняется для содержания воды до $50 \div 70\%$. Для таких пределов СН погрешность составляет $\pm 2.5 \div 3.5\%$.

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:

$$G = G_{\text{ж}}[1 + (1-N)\rho_{\text{г}}(aP^n + V_{\text{сг}})/\rho_{\text{н}}] \quad (2.15)$$

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 $\rho_{\text{г}} = 0.0012 \text{ т/м}^3$, $\rho_{\text{н}} = 0.840 \text{ т/м}^3$, $\rho_{\text{в}} = 1.1 \text{ т/м}^3$, плотность растворенного газа $\rho_{\text{рг}} = 0.5 \text{ т/м}^3$.

С учетом плотностей флюидов массовый расход G_H нефти будет зависеть от плотностей газа, воды, жидкости и нефти по формуле:

$$G_H = G_{ж} K \rho_H (\rho_B - \rho_{ж}) / \rho_{ж} (\rho_B - \rho_H) \quad (2.16)$$

где $K = 1/(1 + \delta_H^\Gamma)$ – коэффициент сжимаемости, зависящий от многих факторов, δ_H^Γ – погрешность измерения расхода нефти при наличии газа, которая может быть выражена формулой:

$$\delta_H^\Gamma = - \rho_\Gamma (aP^n + V_{сг}) / (\rho_B - \rho_H) \quad (2.17)$$

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.

Относительная погрешность измерения расхода нефти в зависимости от температуры равна:

$$\delta_H^t = (G'_H - G_H) \cdot 100 \% / G'_H \quad (2.18)$$

В итоге для δ_H^t можно записать общую формулу:

$$\delta_H^t = \{ [1 + ((\rho_B \alpha_H - \rho_H \alpha_B) \cdot \Delta t + \rho_\Gamma (\alpha_H + \alpha_B) (aP^n + V_{сг}) \cdot \Delta t) / (\rho_B - \rho_H + \rho_\Gamma (aP^n + V_{сг}))] \cdot 100\% \times (\rho_B - \rho_H + (\rho_B \alpha_H + N \rho_H \alpha_B / (1 - N)) \cdot \Delta t / [\rho_B (1 + \alpha_H \Delta t) - \rho_H (1 + \alpha_B \Delta t)] - 1 \} \quad (2.19)$$

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 ур.(2.4) и дает небольшую погрешность измерения массового расхода и плотности, обусловленной растворенным газом.

2.11. Приборы для измерения плотности нефти

Плотность нефти на месторождениях довольно нестабильный параметр, что демонстрируется рис. 2. [Р.Х.Муслимов, И.Н.Плотникова Альтернативные подходы – залог создания прорывных технологий в области поиска, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений // Нефть. Газ Новации. №9/2018. С.24-32], причем плотность нефти зависит от газового фактора.

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_n 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: сходимость 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_n необходимо при измерении влажности нефти. Кроме того, параметр $rD = \rho_v - \rho_n$ является движущей силой гравитационного отстаивания и определяет время отстаивания обработанной эмульсии. Плотность нефти необходима для пересчета влагосодержания нефти с объемной на массовую.

Для определения плотности нефти существует ряд способов: денситометрический, взвешивание на весах Вестфаля-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, управления дозировкой или добавками продуктов, химическими реакциями.

2.12. Приборы для измерения вязкости нефти

При экспорте сырой нефти необходимо соответствие методам оценки качества по ASTM D 445-96 – на кинематическую вязкость. 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 не должна превышать определенного предела (Кашаев, 2005) [43].

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 по трубопроводам, о способности топлив к распылению в форсунках.

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%.

Для измерения вязкости на потоке в настоящее время применяются ротационные вискозиметры. К числу 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.

Поточный анализатор вязкости *ViscoSite* (фирмы *Galvanic Intertech corporation*) используется для измерений вязкости при смешении нефтей и нефтепродуктов, асфальтов. Датчик анализатора закрыт от среды и приварен к основанию, которое установлено в трубе, резервуаре или реакторе. Имеется несколько моделей поточного анализатора, отличающиеся диаметром: 11-38 мм; длиной 127-165 мм; диапазоном измерений 0.1-1000000 сП·г/см³.

Технические характеристики: внешняя температура 0 – 60°C; размеры персичного преобразователя 0.3×0.333×0.172 м; масса 5.5 кг; питание = 24 В или $\approx$ 90-265 В; входы: один аналоговый 4-20 мА для преобразователя плотности, 2 терморезисторных входа для преобразователя и температуры пробы; выходы: 2 аналоговых выхода 4-20 мА, *Modbus RS-232*, *Modbus RS-485*, *USB*, *Ethernet*, имеется термостатический элемент (PT100) для измерения температуры; для установки во взрывоопасных зонах применяются искрозащитные барьеры.

Аналитические характеристики анализатора: диапазон измерений: 10-100 000; 0.1-1000; 1-10 000; 1000-1000 000 (зависит от модели); точность – 2%; повторяемость – 0.25% ; воспроизводимость - + 1% от измеряемых значений; анализ в режиме реального времени с частотой 1 Гц.

Возможности и преимущества анализатора *ViscoSite*: надежное измерение в условиях изменяющегося расхода потока, наличия взвешенных твердых частиц, высокой температуры и давления; отсутствие движущихся частей и заводская калибровка - повторная калибровка не требуется.

Глава 3

Приборно-мехатронные комплексы на основе метода ядерного (протонного) магнитного резонанса

Метода ядерного (протонного) магнитного резонанса (ПМР) является наиболее перспективным методом исследования и контроля процессов добычи, подготовки и переработки сырья, топлив и окружающей среды. Естественно, что он наилучшим образом подходит для создания приборно-мехатронных комплексов (ПМК), применяемых в нефтедобыче и энергетике.

3.1. Методы и устройства ПМР для контроля и анализа топлива и сырья

Эффективность решения прикладных задач в области экспресс-контроля и анализа сырья (СКЖ, СН), нефтепродуктов, топливных эмульсий и экологии зависит от информации о ФХС этих нефтяных дисперсных систем (НДС), которая позволяет выбрать оптимальные технологии добычи сырья и потребления топлива с наилучшими эксплуатационными показателями и минимумом промышленных выбросов. К современным способам контроля ФХС относится импульсный метод протонного магнитного резонанса (ПМР), являющийся экспрессным, неразрушающим, неконтактным, не требующим подготовки пробы и легко автоматизируемым.

Однако отечественной промышленностью релаксометры и спектрометры ПМР, промышленные анализаторы на основе этого явления, не выпускаются. Хотя имеется несколько отечественных разработок: Протон-20 (В.Я. Волков, П.А. Шабалин) и ЭХО-15 для анализа кернов (Ю.С. Чернышев, В.И. Чижик). Зарубежные ЯМР-релаксометры *Minispec Pc (Bruker, ФРГ)* и *MQA 6005 (Oxford, Англия)* вследствие закрытости программного обеспечения, недостаточной оперативности, высокой стоимости и неполного охвата задач технологий топливно-энергетического комплекса (ТЭК) в нашей стране используются редко. Поэтому, методики экспресс-контроля НДС на основе ПМР также практически не используются (кроме анализа кернов). Использование ЯМР для проточного анализа требует решения ряда нетривиальных задач и такие on-line анализаторы НДС также отсутствуют, хотя предпосылки к этому в мировой практике возникли. Так, в *Chemical Engeneering* сообщалось о создании консорциумом фирм *Petrobras, Mobil, Total и Texaco* анализатора и измерителя расхода многофазных потоков *Mixmeter* на основе гамма-радиационного датчика.

Для обеспечения энергетики и нефтяной промышленности универсальными автоматизированными экспресс-анализаторами, нами [3.1-3.6]: разработаны, внедрены в производство и изготавливаются по ТУ 25-4823764.0031-90 лабораторные и портативные ЯМР-релаксометры, включенные в число новейших технологий РТ; разработаны методики экспресс-анализа на основе импульсного ЯМР; технологии контроля различных технологических процессов. По нашей конструкторской документации и методикам впервые разработан, изготовлен по ТУ ПИАВ 469118.001ТУ и в составе приборно-мехатронного комплекса «Недра» прошел испытания в ОАО «Татнефть» промышленный взрывозащищенный проточный ЯМР-анализатор единовременного контроля топлива, нефти, воды, газа и расхода при добыче нефти, потреблении топлива на ТЭС, анализе сточных вод на загрязнение содержание нефтепродуктов и солей тяжелых металлов.

3.2. Проточный ПМР-анализатор – приборно-мехатронный комплекс первого поколения (ПМК-I)

Проточный ПМР-анализатор –приборно-мехатронный комплекс (ПМК-I) первого поколения предназначен для анализа в проточном режиме концентрации воды, нефти и газа с погрешностью $\pm 4\%$ отн.

Контролируемые среды – водно-, нефте, газовые смеси, жидкие топлива и смеси: температура измеряемой среды $+5 - +50^{\circ}\text{C}$, температура окружающей среды $-60^{\circ}\text{C} - +50^{\circ}\text{C}$, плотность среды - $400 - 1100 \text{ кг/м}^3$. Контролируемые характеристики: массовые доли воды, нефти и газа $0-100\%$, погрешность $\pm 2.5\%$ и газа $\pm 5\%$, погрешность измерения смеси $\pm 1,5-4,0\%$, вязкости (в сСт) - до 600, газосодержания ($V_{\text{г}}/V_{\text{ж}}$) $0 - 25$.

Режим работы ПМК – автоматический, непрерывно-циклический, время однократного измерения - не более 3 минут. Длина линии связи с контроллером ЭВМ - $\lambda/4$ или $3\lambda/4$ (15 или 45 м), что обеспечивает взрывобезопасность ПМК. Информация о результатах измерений по радиоканалу может передаваться на центральный диспетчерский пульт управления скважинами и групповыми замерными установками. Годовой экономический эффект от использования анализатора составляет 2049 тыс.руб. (на 2007 г.)

На настоящий момент разработаны технологии контроля следующих химико-технологических и биотехнологических процессов:

1. Добычи нефти с контролем на скважине и передачей данных.
2. Деэмульсации водонефтяных эмульсий в процессе ее обработке на установке во вращающемся магнитном поле.

3.Снижения концентрации серы в нефти, нефтепродуктах и топливах.(Патент №73486 от 27.12.2007).

4.Биодеградации нефти и мазута с целью очистки от загрязненности нефтями и нефтепродуктами почвы и воды.

3.3.1. Автоматизация процесса проточного анализа с использованием ПМК-I

Анализ водо-газо-нефтяной смеси (скважинной жидкости) и эмульсий.

Автоматизация контроля параметров добываемой скважинной жидкости (СКЖ) и сырой нефти является актуальной задачей особенно на последних стадиях добычи на высокообводненных скважинах. В процессе добычи и транспортировки СКЖ меняется дисперсное распределение капель (ДРК) вследствие дробления капель воды в насосах, поворотах труб и др. Поэтому аппаратура для анализа является достаточно сложной. Особое внимание уделяется системе пробоотбора, поскольку требуется анализ массового расхода каждой компоненты в многокомпонентных средах СКЖ, который усложняется примесями (глина, твердые частицы нефтяного происхождения, ржавчина). Другая проблема – точное определение концентрации воды W в сырой нефти. Например, пусть надо заполнить танкер объемом 18 000 000 баррелей нефти (120 000 тонн). Если измерение W производится с ошибкой 0,3 %, это даст ошибку в оценке стоимости при цене нефти \$70 в \$3 800 000. Поэтому точный анализатор стоимостью в \$500 000 окупится уже на первом танкере. Такие ПМК необходимы на отдаленных автоматических скважинах и морских нефтяных платформах.

Если контроль параметров потока (расхода компонент, влажности, газонасыщенности) делается для бригадного учета, то точность контроля должна быть не хуже $\pm 4\%$. Системы же измерения, в которых осуществляется разделение компонент на составляющие (водо- и газоотделение) дают ошибку в 25%.

В настоящее время измерения компонентного состава скважинной жидкости и ее плотности осуществляется с помощью ряда методов. Дизелькометрический метод, основанный на измерении электрической емкости смеси, позволяет определять влажность нефти с точностью $\pm 2-3\%$, но ограничен диапазоном 0 – 60 % из-за инверсии фаз – перехода 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. Гамма- и СВЧ- анализаторы, основанные на измерении плотности смеси, имеют такой 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 энергию потока или специальных устройств. Реально же измерение сырой нефти в настоящее время производится вручную и путем отбора проб в байпасе пропорционально потоку по стандарту – ISO 3171.

Метод импульсного ПМР позволяет на потоке во взрывоопасной зоне в байпасе определять параметры, указанные для методик лабораторного контроля. Но широкое применение метода ограничивалось громоздкостью и сложностью аппаратуры, отсутствием промышленных анализаторов, отсутствием разработанных методик измерения. Этот недостаток в настоящее время частично устранен в проточном ПМРА – ПМК-I [3.18-3.20] (рис.3.6, 3.7) по разработанной нами методике анализа [3.21].

Анализ водонефтяной смеси осуществляется путем отбора пробы из трубы двумя независимыми параболическими пробо-отборниками шестеренным насосом, выдерживающим давление до 25 атм, и подается в 35 мм стеклотекстолитовую трубку датчика с приемопередающей катушкой, проходящую между полюсными наконечниками магнита (рис.3.6, 3.7).

Магнит на сплаве $NdFeB$, имеет величину магнитной индукции поля $B = 75.2$ мТ при зазоре 50 мм. Однако требования взрывозащиты (размещение во взрывозащищающем корпусе) увеличили размеры устанавливаемого на скважине измерительного блока до 300х370х320 мм. Сравнительно низкая частота $\nu_0 = 3,2$ МГц компенсируется большим объемом (77 см^3) пробы. Датчик, находящийся во взрывоопасной зоне связан одним 14,2 м радиочастотным кабелем с приемо-передатчиком, блоком импульсных последовательностей, блоком питания и контроллером в отдельном боксе на взрыво-безопасном расстоянии. При этих рабочих условиях $C/\Pi = 150$. Ширина полосы частот датчика - 30 КГц, приемника – 300 КГц. Мощность передатчика составляет 150 Ватт. Изменение поля магнита (температурный коэффициент магнита -230 Гц/С) компенсируется катушками подмагничивания в диапазоне температур $-45 \text{ } ^\circ\text{C}$ $- +50 \text{ } ^\circ\text{C}$.

3.4. Анализаторы расхода, основанные на методе ПМР

Использовать метод импульсного ПМР 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 ПМР-расходомеров за рубежом начата в 1962 г. фирмой *Bodger Meter Manufacturing Co*, г. Милуоки, штат Висконсин, США. Разрабатывались ПМР-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 ПМР-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) ПМР-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.

3.5. ПМРК на основе ПМР-анализаторов многофазных потоков

Фирма *Bruker* (ФРГ) с 1988 г. начала использовать лабораторный релаксометр ЯМРMinispec рс в высокоэффективном многофункциональном автоматизированном жидкостном хроматографе (ФЭЖХ) в сочетании с ПМР-релаксометром для измерения потоков жидкости и в качестве детектора при проведении стереохимических исследований жидкостей (Albert, Bayer, 1988)

[49]. Определялся ПМР-спектр непрерывного потока, при этом учитывалось два явления, действующие на интенсивность сигнала и ширину линии ПМР 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 ПМР-сигнала, которая с увеличивается с возрастанием скорости потока. Измерительная ячейка помещалась в зазор сверхпроводящего магнита. Позже сообщалось о применении релаксметров Minispec120 рс для контроля смещения 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 ПМР (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 различных скоростей v . Путем анализа многоэкспоненциального спада намагниченности импульсными методиками в разных позициях вдоль трубы определяется средняя намагниченность каждой компоненты, являющаяся величиной массовой доли каждой из компонент 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 описано, как авторы и сотрудники «ПраймГруп» «принимали участие в создании ПМР-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».

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 ПМР-релаксацию, в 2004 г. была опубликована работа [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 приведенной 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 (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 $\delta_v = \pm 5\%$ для концентрации воды. Погрешность по расходу выше, чем даже в весоизмерительной установке на ГЗУ «Спутник-М» с $\delta_v = \pm 2.5\%$.

3.6. ПМК на ПМР-анализаторах нового поколения

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 ПМР является 2427828 С1 [61]. Способ измерения скорости потока многофазного флюида по сигналу спин-эхо ПМР 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».

Новым в конструкции является предполяризующая магнитная система, выполненная 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 асфальтено-парафинистых 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).

Отдельного 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». Анализатор 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 – Ø 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 ПМР, 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; воспроизводимость обеспечивается системой встроенной автоматической калибровки в процессе работы, однородность магнитного поля в районе измерения составляет $3 \cdot 10^{-6}$, вес 200÷1160 кг; габаритами от 440х595х670 мм до 730х945х1080 мм анализирует следующие: плотность; вязкость; скорость движения потока; обводненность нефти; газовый фактор; соотношение между алифатической и ароматической частями нефти; дистиляционной характеристики; группового углеродного состава; средней длины парафиновых цепей. Системы измерений расхода и параметров состава сырой нефти «Волна» предназначены позволяют измерять расход и состав.

Технические параметры системы представлены в Табл.3.1

Технические параметры

Табл.3.1

Диапазон измерений параметров состава сырой нефти (СН)	Погрешности, отн. %
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; 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 ПМР-анализатор солей, воды, плотности и вязкости сырой нефти. Пробы отбираются в любой точке трубопровода, от устья скважины до нефтеперерабатывающего завода. Быстрый поточный анализ позволяет немедленно проводить корректирующие действия при выходе измеряемых параметров за допустимые пределы.

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.

Технические характеристики

Табл.3.2.

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			

3.7. ПМК-II на основе проточного ПМР-анализатора второго поколения

В 2008 г. нами получен патент № 74710 [59] на ПМРА II (второго поколения). На рис.3.3, 3.4 представлены система пробоотбора и электрическая принципиальная схема пробоотборника, позволяющая устанавливать патрубок на требуемом уровне в трубопроводе при отборе для анализа скважинной жидкости.

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 ПМР 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:

$$P_i/\rho g + v_i^2/2g = \text{const}, \quad (3.2)$$

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:

$$P_1/\rho + \text{const}/S_1^2 = P_2/\rho + \text{const}/S_2^2 \quad (3.3)$$

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.) «в остановленном потоке. Тем самым отпадает необходимость реальной остановки потока. Конструктивно это отказ от взрывозащищенных вентилей и задвижек, и имеющих ограниченный ресурс работы.

3.8. ПМК-III на основе проточного ПМР-анализатора третьего поколения

Недостатками нашего ПМРА 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.

Для устранения указанных недостатков и повышения представительности пробоотбора нами были предложены патенты на способ и устройство ПМРА-III третьего поколения [62] и [63] с устройством, представленным на рис.3.6а,б.

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 обтюлятора 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 ПМРА-III реализован в трубке $\varnothing 30$ мм в зазоре магнита релаксометра ПМР по [64] на резонансной частоте 9,2 МГц.

В качестве схемотехники ПМРА III использовались принципиальные электрические схемы разработанного нами [65-68] портативного автономного (с питанием от аккумулятора), переносимого 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 3.3 приведены характеристики лабораторных ЯМР-релаксометров в сравнении с портативным Релаксометром ЯМР NP1.

На рис. 11. – общий вид портативного релаксометра.

Сравнительные характеристики ПМР-релаксометров Таблица 3.3.

Показатели	Портативный Релаксометр ПМР, 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.	25000 \$ (2017 г.)	120 000 \$ (1999 г.)	45000 & (1996 г.)

Релаксометр не имеет аналогов, и может быть сравнен лишь с лабораторными релаксометрами *Minispec mq* (Bruker, ФРГ), и *MQA 6005* (Oxford, Англия), перед которыми он имеет (помимо явного преимущества питания от аккумулятора) ряд преимуществ (Табл. 3.3.).

Следующее поколение проточных ПМР-анализаторов многофазных потоков разрабатывается на базе схемотехники Портативного релаксометра ПМР-NP2. В таблице 3.4. приведены сравнительные характеристики проточных ПМР-анализаторов.

Сравнительные характеристики проточных ПМР-анализаторов Таблица 3.4.

Название ПМР-анализатора, (компания)	Диапазон измерений: 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 (Радиоприбор, Казань)	1-200 (дебит), 0-95 (вода), 0-95 (нефть) 0-250 (газ)	6.4	350	± 2.0 (расход); $\pm 2.0, 4.0$ (вода) ± 6.0 (газ)
Канал-Квант (Радиоприбор, Альметьевск), 2004	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-П, П Цена – 3300 т.р. (2016 г.)	1-200 (дебит); 0-100 (вода, нефть); 0-250 (газ); 700-1100 (плотность); 1.5-15 μ м (дисперсн); 0.3-8 (сера)	20.0	120	± 1.5 расход; ± 2.0 вода, ± 5.0 газ ± 3 (плотность); $\pm$ (дисперсн);

Глава 4

Технологические установки и комплексы для подготовки нефти

4.1. Мехатронные комплексы разделения водо-нефтяных эмульсий

Сырая нефть (СН), выходящая из промысловых скважин, содержит воду, попутный газ, соли, а также песок, ил и механические примеси. Попутные и растворенные в нефти газы отделяются на промысле в системе газосепараторов за счет последовательного снижения давления от скважинного до атмосферного. Но и после отделения, в нефти остается до 4 % масс. растворенных газов. В трапах-газосепараторах (отстойниках) одновременно происходит и отстой СН от механических примесей и основной массы промысловой воды. Далее нефть направляется в отстойные резервуары емкостью до 30–50 тыс. м³, из которых она поступает на промысловые электрообезвоживающие/обессоливающие установки (ЭЛОУ). По ГОСТ 9965-62 содержание хлоридов, воды и механических примесей должно быть не более: хлоридов – 40 мг/л, воды – 0,1 %, мех.примесей – 0,05 % масс. Далее нефть поступает на стабилизацию. Но при поставках нефти на

нефтеперерабатывающие заводы (НПЗ) содержание хлоридов достигает 3600 мг/л, воды 2 %. В переработку же допускаются нефти, в которых соли не превышают 20 мг/л, а воды – 0,1%.

Требования к ограничению содержания воды и солей в нефти постоянно растут, поскольку только снижение солей с 20 до 5 мг/л дает значительную экономию: вдвое увеличивается межремонтный пробег атмосферно-вакуумных установок, сокращается расход топлива, уменьшается коррозия аппаратуры, снижается расход катализаторов, улучшается качество газотурбинных и котельных топлив, битумов и коксов, получаемых с НПЗ.

Большая часть воды в нефтях, поступающих на завод содержится в виде капелек диаметром 2-5 мкм, на поверхности которых в результате перекачки по трубопроводам успевает адсорбироваться смолистые вещества нефти, асфальтены, органические кислоты и их соли, растворимые в нефти, а также высокодисперсные частицы тугоплавких парафинов, ила и глины. Для предотвращения данного явления на многих промыслах вводят деэмульгаторы, которые используют и при термохимическом и электрохимическом обезвоживании сырой нефти. Расход деэмульгаторов достигает 0,005% масс. на 1 т сырой нефти. Разрушая поверхностную адсорбционную пленку, деэмульгаторы способствуют слиянию (коалесценции) капелек воды в более крупные, которые при отстое эмульсии отделяются быстрее. Процесс разделения водо-нефтяной эмульсии (ВНЭ) ускоряется при повышенных температурах (80–120 °С).

Обезвоживание и обессоливание сырой нефти на ЭЛОУ

Наибольшее практическое применение в парках подготовки нефти и на НПЗ нашёл способ обезвоживания и обессоливания эмульсии в ЭЛОУ во внешнем переменном электрическом поле напряжённостью $E_0 = 15\text{--}33$ кВ Гуревич и др. [69]. По указанному способу сырая нефть, в которую введены деэмульгаторы, насосом прокачивается через теплообменник и пароподогреватель в электродегидратор первой ступени. Здесь удаляется основная масса воды и солей. Далее продукт отстаивается, смешивается с пресной водой, объём которой достигает 10% объёма продукта, поступает в электродегидратор второй ступени, вновь в танк-отстойник и затем – в резервуар сухой нефти.

Принцип действия способа заключается в том, что при помещении эмульсии во внешнее электрическое поле с напряжением E_0 , капли воды поляризуются, и между ними возникают силы $F_{д.д}$ диполь-дипольного взаимодействия Ковалев и др. [70]:

$$F_{д.д} = 6(|\alpha|)^2 E_0^2 \varepsilon / r^4, \quad (4.1)$$

где α – поляризуемость капли $\alpha = r_o^3(\xi - 1)/(\xi + 2)$, r_o – радиус капли, $\xi = \epsilon_o/\epsilon$, ϵ_o , ϵ – диэлектрические проницаемости дисперсной фазы и эмульсии, r – расстояние между капельками-диполями, ϵ – усредненная диэлектрическая проницаемость эмульсии. Капельки-диполи сближаются, сливаются (коалесцируют) крупные и оседают. Одновременно в ЭЛОУ эмульсию подвергают нагреву для увеличения параметра движущей силы гравитационного отстаивания $rD_{\text{вн}} = \rho_{\text{в}} - \rho_{\text{н}}$, который определяет продолжительность отстаивания обработанной эмульсии.

К недостаткам способа относят следующее:

- увеличение E_o для ускорения слияния капель воды ведёт к дроблению капли на более мелкие с образованием высокодисперсной трудно разделяемой эмульсии;
- наличие электрической проводимости по «цепочкам» из капель ведёт к короткому замыканию между электродами. Проводимость «цепочек» капель равна $10^{-4} - 10^{-6} \text{ (ом/см)}^{-1}$ и является основным препятствием на пути повышения E_o и степени обезвоживания нефти. Поэтому на практике применяют электрические поля $E_o < 2-3 \text{ кВ/см}$, что снижает эффективность. Используется переменный электрический ток 50 Гц и напряжением 25–35 кВ.

Электрообессоливающие установки проектируются двухступенчатыми: в ЭЛОУ I ступени удаляется 75-80 % соленой воды и 95-98 % (масс.) солей, а в ЭЛОУ II ступени – 60-65 % оставшейся воды и 92 % оставшихся солей.

Для современных электрообессоливающих установок проектируют только горизонтальные электродегидраторы, которые входят в состав комбинированных установок ЭЛОУ-АВТ. В аппаратно-технологической схеме ЭЛОУ сырая нефть насосом 1 прокачивается через теплообменники 2, паровые подогреватели 3 и с температурой 110–120⁰С поступает в электродегидратор I ступени 4 через трубчатый распределитель 21 с перфорированными горизонтальными отводами. Перед насосом 1 в нефть вводится деэмульгатор, а после подогревателей 3 насосом 7 подается раствор щелочи для подавления сероводородной коррозии и для нейтрализации кислот, попадающих в нефть при кислотной обработке скважин. Кроме того, в нефть добавляется вода, отстоявшаяся в ЭЛОУ II ступени, которая используется для промывания нефти от солей. Она закачивается насосом 13 в инжекторный смеситель 5, где нефть равномерно перемешивается со щелочью и водой. С помощью насоса 8 предусмотрена также подача свежей воды.

Подача СН в низ аппарата через распределитель ввода сырья 21 обеспечивает ее промывку отстоявшейся водой и прохождение через два электрических поля: слабое – между зеркалом воды и нижним электродом 20 на

подвесных изоляторах 16 и сильное – между электродами. Напряжение между электродами 20 величиной в 25–35 кВ подается через шины 17 с трансформатора 18. Напряжение поддерживается на определенном уровне, поскольку повышение его приводит к диспергированию капель и увеличению стойкости эмульсии. Обессоленная нефть выводится из электродегидрататора сверху через коллектор 19, конструкция которого аналогична конструкции распределителя 21. Отстоявшаяся вода отводится через дренажный коллектор 22 в канализацию или в дополнительный отстойник 12 (в случае нарушения в электродегидрататоре процесса отстоя).

Из отстойника насосом 14 смесь возвращается в процесс. Из электродегидрататора I ступени сверху не полностью обезвоженная нефть поступает под давлением в электродегидрататор II ступени 11. В диафрагмовом смесителе 10 поток сырой нефти промывается свежей химически очищенной водой, подаваемой насосом 8. Вода для промывки предварительно прогревается в паровом подогревателе до 80–90 °С; расход воды составляет 5-10 %(масс.).

Обессоленная и обезвоженная нефть с верха ЭЛОУ II ступени отводится в резервуары обессоленной нефти. Уровень воды автоматически поддерживается с помощью клапанов 6 автоматического сброса соленой воды. Часть воды, поступающей в канализацию, проходит смотровые фонари 15 для визуального контроля качества отстоя.

Технико-экономические показатели ЭЛОУ-АВТ-6 следующие: производительность – 6 000 тыс.т в год; число ЭЛОУ – 8; расход пара на нагрев сырья – 900 тыс. МДж; расход электроэнергии – 0,79 тыс. МВт·час. Показатели работы ЭЛОУ на Московском НПЗ при очистке Ромашкинской нефти ($\rho = 0,868 \text{ г/см}^3$) следующие: содержание воды до ЭЛОУ – 1 %, после – 0,1 %; солей до ЭЛОУ – 1 220 мг/л, после – 10 мг/л; расход деэмульгатора – 25 г/т.

Аппарат ЭПА-300 (ОАО «Татнефть») Швецов [71] для обессоливания эмульсий предназначен для смешения промывочной воды в мелкодисперсном состоянии при обессолировании нефти на нефтедобывающих и нефтеперерабатывающих предприятиях. Возможно его использование для подачи реагентов для интенсификации массообменных процессов.

Действие аппарата основано на явлении электропульверизации, в результате которого под действием поля высокого напряжения вода пульверизирует из отверстий малого диаметра в углеводородную среду в виде мельчайших капелек, диаметр которых меняется от величины напряжения в соответствии с формулой:

$$D_{\text{ср}} = \kappa_1 + \kappa_2 / U \quad (4.2)$$

Например, при концентрации промывочной воды в нефти 5 % формула имеет вид: $D_{\text{ср}} (\text{мкм}) = 13,45 + 14,5/U (\text{кВ})$. Эффект обессоливания максимален

при совпадении диаметров капель промывочной и соленой воды, при одинаковом законе их распределения. Отсюда необходим контроль дисперсного распределения, чего не делается. Аппарат позволяет в 2–3 раза снизить расход промывочной воды. Однако, есть опасность формирования при электропульверизации стойкой очень мелкодисперсной эмульсии, которая практически не может быть разрушена и представляет серьезную проблему.

Термохимическая установка обезвоживания природных битумов в сочетании с разбавлением водо-битумной эмульсии углеводородными разбавителями (разработка ТатНИПИнефть) базируется на классических приемах обезвоживания водонефтяных эмульсий под действием температуры и отстоя и обеспечивает разрушение высокоустойчивых эмульсий природных битумов. Установка включает: насос; счетчик-измеритель расхода; емкость для дистиллята, получаемого с блока производства битума и накопительную емкость; отстойники двух ступеней обезвоживания.

4.2.ПМК для разделения ВНЭ по данным проточным ПМРА в неоднородном электрическом и вращающемся магнитном поле

Проблема обезвоживания и обессоливания СКЖ все еще остро стоит до настоящего времени, особенно для высоковязких нефтей и природных битумов. Подготовка добытой СН оптимально осуществлять сразу же после добычи, поскольку при движении по трубопроводам СКЖ сильно диспергирует, превращаясь в мелкодисперсную множественную эмульсию, трудноразделимую при дальнейшей обработке.

Из всех способов наиболее рациональным с точки зрения управляемости и возможности автоматизации является способ и ПМК с обработкой ВНЭ во внешнем вращающемся магнитном и переменном неоднородном электрическом (ВМНЭП) поле. На рис. 13 представлена упрощенная схема такого устройства.

Способ [72] разделения водо-нефтяных и водомасляных эмульсий на отдельные фазы воды и углеводорода включает (рис.4.2):

- Подачу ВНЭ через нижний патрубок в цилиндрическую емкость установки из немагнитного материала, пропускание эмульсии сквозь сетчатый заряженный электрод 1 и зону 2 отстоявшейся воды, в которой при контакте с водой удерживаются крупные капли и одновременно происходит частичное обессоливание за счет промывки; Капли получают отрицательный заряд;

- Подачу эмульсии в зону 5-6 вращающегося магнитного поля, создаваемого статорными обмотками 4 электродвигателя и неоднородного электрического поля, создаваемого положительно заряженными коническими

электродами 5, в которой на заряды каплей воды действуют:

а) силы Лоренца:

$$F_L = qE_0 = q[vB] \quad (4.3)$$

где B – магнитная индукция переменного (вращающегося) магнитного поля (ВМП), v – линейная скорость вращения магнитного поля, q – эффективный электрический заряд;

б) силы градиента электрического поля, стремящиеся сместить капли в зону максимальных электрических полей, т.е. ближе к статорным обмоткам и в нижнюю часть установки, где концентрация каплей воды выше и где они эффективнее коалесцируют и оседают на дно. Вследствие смачивания поверхности, стенки емкости также имеют отрицательный заряд, т.е. выполняют роль отрицательного электрода. Кроме того, под действием ВМП за счет постоянного вращения каплей происходит разрушение каплевых водяных цепочек между электродами.

– Отбор сухой нефти с поверхности жидкости через верхний патрубок. Слив отстоявшейся воды с механическими примесями осуществляется периодически через патрубок 3.

Оценим возможности способа. Для эмульсии с объемным содержанием воды 3 % и радиусом каплей $r_0 = 10^{-4}$ м расстояние между ними будет $d = 6r_0$. При напряженности электрического поля $E = 10^3$ В/см, расстоянии между электродами $l = 0,2$ м, радиусе статора электродвигателя, создающего вращающее магнитное поле $R = 4 \cdot 10^{-2}$ м, скорости вращения магнитного поля $\omega = 3500$ об/мин, линейной скорости вращающегося магнитного поля $v = \omega R = 2,4$ м/с, средней диэлектрической проницаемости эмульсии $\varepsilon = 4,5$ приобретенный каплей заряд будет $q_n = 1,64 E r_0^2 = 4,92 \cdot 10^{-4}$. Индукция магнитного поля должна быть достаточной для создания сил Лоренца, способных преодолеть силы диполь-дипольного взаимодействия, образующие цепочки. В этих условиях она должна быть $B > 1,65 \cdot 10^{-2}$ Тл для 3 % эмульсии, что достижимо в статорах АД. Для 50 % эмульсии со средним радиусом каплей $r_0 = 10^{-3}$ м она должна быть $B > 1,57$ Тл.

Произведенная очистка партии сырой нефти плотностью 890 кг/м^3 НГДУ «Джалильнефть» с объемным содержанием воды 15 %, солей 15 000 мг/л при скорости подачи нефти через сечение деэмульгатора в 3 см/мин, напряжении постоянного электрического поля 10 кВ дала положительные результаты. Для создания вращающегося магнитного поля использовался статор от асинхронного электродвигателя с внутренним диаметром 80 мм. Обработка эмульсии по предложенному способу (без деэмульгатора и подогрева) позволила получить на выходе эмульсию с концентрацией воды $< 0,2$ %

объемных. Использование электрического поля без ВМП деэмульгировало сырую нефть до 2,5 % об. воды.

Постоянный контроль и управление обезвоживанием ВНЭ осуществляется в датчике, расположенном в магните проточного ПМР-анализатора (рис.14) [63].

На рис.4.4. СН вначале поступает в переключатель потоков ПП1, направляется в ПМРА 9 и далее через ПП2 в устройство УО I во ВМНЭП, создаваемое статорными обмотками 4 и коническими электродами 5. Затем через ПП3 и ПП4 через патрубок 11 ВНЭ поступает в устройство обессоливания УО II во ВМНЭП, с выхода которого через ПП1 поступает в ПМРА и в зависимости от концентрации воды в ВНЭ через ПП2 либо сливается в емкость для сухой нефти 12, либо (если концентрация воды и солей все еще высока) вновь в УО I, с выхода которого подается в пульверизирующее устройство 8, и через ПП1 вновь на анализ в ПМРА, и в случае низкой концентрации воды и солей, сливается в емкость 12 с сухой нефтью.

4.3.ПМК для очистки нефти по данным проточным ПМРА в неоднородном электрическом и вращающемся магнитном поле

В последние годы в Российской Федерации происходит увеличение добычи высокосернистых, парафинистых нефтей, которые содержат серы S и парафина $П$ до 5 % и более. При этом тенденция сохраняется и на будущее. В результате перегонки такой нефти содержание сернистых соединений в бензине и дизельном топливе составляет 1/6 часть общего содержания серы в нефтях, а в мазутах концентрация серы остается на уровне 3–5 %. Приходится идти на дополнительную очистку нефти и ПБ от S , например на сорбентах, что влечет за собой большие энерго- и материальные затраты. Переработка сернистой нефти с удалением S на крупных НПЗ также не до конца решает проблему ее вредного воздействия на оборудование и окружающую среду. Сернистая нефть проходит по трубопроводам через ГЗУ, узлы контроля влажности и расхода, подвергается подготовке в электродегидраторах, отстою в танках и цистернах, вновь коммерческому контролю перед ее закачкой в трубопровод. На каждом этапе агрессивная среда оказывает пагубное влияние на контрольно-измерительное, технологическое оборудование и трубопроводную арматуру.

Поэтому важно снизить концентрацию серы в нефти до приемлемого уровня уже на стадии добычи и подготовки. Конечно, невозможно создание крупных установок по удалению серы на каждой скважине, однако наши исследования показывают, что вполне решаема задача создания компактных ПМК с контролем от ПМРА для доведения концентрации S до 0,7–1 % уровня

ГОСТ.

Парафин в природном битуме (ПБ) также отрицательно сказывается на качестве продуктов переработки ПБ, особенно на получаемом из него дорожном битуме – парафины снижают его качество, способствуя кристаллизации и растрескиванию дорожного покрытия при низких температурах.

ПБ также целесообразно предварительно деасфальтизировать, удалив из него тяжелые, асфальтеновые фракции, иначе из-за высокой вязкости ПБ возникают проблемы транспортировки по нефтепроводам и приходится использовать подогреваемые трубопроводы, или же транспортировать его в автомобильных емкостях. С асфальтизатом, удаляемым при деасфальтизации, уходят также и парафин. Кроме того, асфальтизат ПБ содержит большое количество стратегических металлов (V, Ni) и редкоземельных элементов.

Технология очистки от серы с использованием ВМНЭП и контролем ПМРА

Для подготовки сернистой нефти и ПБ (включая очистку от S), а также для контроля их качества требуются гибкие, легко адаптируемые под условия эксплуатации автоматические системы подготовки и экспресс-анализа. Экспресс-контроль важен для предупреждения техногенных аварий. Это также путь рационального использования природных ресурсов и охраны окружающей среды. ПМК на основе метода ПМР, представленная на рис.15 [73] предназначена для снижения концентрации или удаления серы из сернистых нефтей и нефтепродуктов и экспресс-анализа сернистой нефти, нефтепродуктов.

Технологические этапы обессеривания

Процесс снижения концентрации серы включает следующие стадии:

1. Входной контроль ФХС (серы, газосодержания, концентрации воды, солей, вязкости) добываемой нефти экспресс-методом ЯМР в блоке УЯМР;
2. Смешение нефти с реагентом. При этом можно использовать следующие реагенты: водный раствор гидроксида и сульфида натрия или аммония в присутствии полиамина, взятого в количестве 0,5–3,5 % от объема экстрагента. При этом подача реагента осуществляется при температуре и со скоростью, обеспечивающей температуру эмульсии 45–65 °С; водный раствор щелочи, взятый в соотношении 0,2–2 к 100 долям сырья.
3. Эмульгирование нефти в блоке эмульгирования, которое производится в течение времени, необходимого для снижения серы до нужного уровня;
4. Непрерывный контроль концентрации серы в эмульсии и дисперсности распределения капель раствора в эмульсии экспресс-методом ЯМР;
5. Для максимального удаления серы эмульсия может вновь быть направлена в блок эмульгирования после добавления новых реагентов (например кетонов

при использовании щелочи);

6. Удаление водной фракции с сернистыми соединениями, получающейся в результате реакции серы нефти с реагентом в блоке удаления раствора;

7. Конечный контроль нефти на концентрацию серы и воды и закачка ее в нефтепровод, либо направление на новый цикл очистки от серы или воды.

Аппаратная реализация способа

1. Технологические стадии 1, 4 и 7 осуществляются ПМРА [74] на аппаратуре ЯМР для проточного анализа. Устойчивость эмульсии обеспечивается наличием в нефти природных ПАВ (асфальтенов, смол). Единственным механическим элементом системы пробоотбора является силовой электропривод линейного перемещения. Поскольку ни один из аналогов не обладает методикой экспресс-анализа серы, приведем технические данные разработанного нами анализатора серы на основе метода ЯМР с отечественным лабораторным анализатором серы Спектроскан SL на основе метода флуоресценции под действием рентгеновского облучения, а также с проточным зарубежным анализатором серы Spectro 682Т-НР, поскольку отечественного проточного анализатора серы и влажности нет. Результаты сравнения - в таблице 4.1.

Таблица 4.1

	Наименование параметра	ПМРА (проточный) Казань	Спектроскан SL (лабораторный) С.Петербург	Spectro 682Т-НР (проточный) США
1	Диапазон концентраций серы, %	0,1–10	0,0007–0,1; 5	0,1–10
2	Погрешность аппаратуры, %	0.5	0.5	Нет данных
3	Датчик на основе	магнита	изотопа	изотопа Am^{241}
4	Диаметр канала датчика, мм	30-50	32	50
6	Габариты: электр. блока	30×25×4	30×25×20	90×90×30
	Первичного датчика, см	28×12×11		60×60×30
7	Масса	15–20	8	20
8	Потребляемая мощность, ВА	15	100	80–300
9	Присутствие воды, %	до 5	нет данных	до 0,025
10.	Наличие примесей, %	до 5	нет данных	до 0,025
11	Цена (на 2007 г.)	500 тыс.руб	660 тыс.руб	\$200 000

Технологические стадии 3, 5 осуществляются с помощью сетчатой насадки в пассивном пробоотборном устройстве. Поток нефти и реагента дробится под давлением в сетчатой насадке. Установлено, что так удается получать эмульсию с диаметром капель $D_{sm} = 3,75$ мкм. при перепаде давления $\Delta P = 5$

атм. Далее смесь попадает в пробоотборник в виде конусного расширения. Из-за резкого перепада давлений происходит сильная турбулизация потока, дробящая ВНЭ на мелкодисперсные капли. Кроме того, перепад давления приводит к дегазации нефти, и природный газ может быть выведен через верхний патрубок.

Глава 5

Приборно-мехатронный комплекс автоматического управления УЭЦН нефтедобычи по данным измерения СКЖ проточным ПМРА

Уровень современного развития нефтепромыслов требует создания систем автоматического контроля, управления и энергоснабжения, основанных на современных приборах и технологиях контроля количества/качества продукции скважин и энергоснабжения. Только на Ромашкинском месторождении РТ имеется 15 тыс. добывающих скважин, средняя обводненность которых составляет 87%, автоматизация которых вносит существенный вклад в энергосбережение добычи, которая составляет 48% всего энергопотребления, в нефтеотдачу пластов, которая на данный момент составляет всего 47%. В последние десятилетия наблюдается увеличение вязкости нефтей, содержания серы и изменения газового фактора. Все это требует постоянного оперативного контроля и оптимизации процессов нефтедобычи под изменяющиеся условия. Для работы автоматизированных систем управления нефтедобычей и подготовки необходимо постоянно или периодически передавать данные о качестве нефти, дебите и т.д. Однако эти данные вносятся вручную или загружаются в базы данных 1-4 раза в сутки, что явно недостаточно.

Поэтому актуальной является разработка системы регулируемого от преобразователей напряжения и частоты (ПНЧ) электроснабжения проточного пробоотбора, анализа и подготовки нефти с использованием автоматизированных электроприводов (АЭП) и аппаратуры для реализации методик экспресс-контроля нефти методом ПМРР на анализаторе ПМРА III: газосодержания СКЖ и плотности ее компонентов; концентрации воды в СКЖ и СН; расхода СКЖ на нефтедобывающих и нагнетательных скважинах и на ГЗУ. То есть актуальна разработка ПМК с использованием управляющих сигналов от ПМРА-III. 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.

На решение данной проблемы направлена серия наших работ [75-77]

В процессе добычи нефти установками центробежных электронасосов (УЭЦН) имеет место изменение момента сопротивления M_c нагрузки электродвигателей (ЭД), связанные с изменениями наполнения скважины, их дебита, газонасыщенности (газового фактора G), плотности ρ и вязкости η , а также концентрации воды W скважинной жидкости (СКЖ). Это сказывается на нагрузке УЭЦН, на устойчивости работы и на расходе электроэнергии.

В связи с этим необходимо оптимизировать работу УЭЦН непрерывным регулированием режима. Процесс осложняется несоответствием характеристик УЭЦН и насосно-компрессорных труб скважины – НКТ. Так, чтобы увеличить производительность (расход Q ($\text{м}^3/\text{с}$)) скважины надо увеличить напор H (м), т.е. разность удельных энергий жидкости в напорном и всасывающем патрубках насоса, необходимых для подъема жидкости на определенную высоту и преодоления сил трения в трубопроводе, $H = P/(\rho g)$, где P – давление (Па), ρ – плотность ($\text{кг}/\text{м}^3$), g – ускорение свободного падения ($\text{м}/\text{с}^2$). Но характеристики центробежных насосов таковы, что с увеличением Q напор падает. Для увеличения Q (при увеличении наполнения скважины) H надо увеличивать, а он уменьшается. Это несоответствие может быть устранено изменением частоты вращения насосов, которая должна регулироваться от притока нефти, дебита. При увеличении притока нефти в скважину уровень ее в НКТ поднимается, и частоту вращения рабочего колеса насоса надо увеличивать, и наоборот. Для этого надо оперативно отслеживать все влияющие на M_c параметры.

Но глубинными датчиками оборудованы только наиболее продуктивные скважины, и в сложных условиях эксплуатации они выходят из строя достаточно быстро. Как одно из возможных решений проблемы оперативного контроля работы оборудования скважин – использование дебита скважин и ФХС СКЖ по ГОСТ Р 8.615-2005 ГСИ для управления работой погружного ЭД УЭЦН. При этом контроль параметров СКЖ должен быть достаточно оперативным в силу их быстрых изменений в процессе добычи нефти.

На настоящий момент таким условиям удовлетворяет только ПМРА, который является неконтактным, не требующим подготовки пробы, взрывозащищенным экспресс-анализатором, позволяющим дистанционно автоматически контролировать в одной измерительной установке номенклатуру параметров по ГОСТ Р 8.615-2005 ГСИ.

5.1. Гидромеханическая схема УЭЦН

Мощность P , развиваемая насосом, равна энергии W , сообщаемой УЭЦН движущейся со скоростью v жидкости:

$$W = mv^2/2 \quad (7.1)$$

где $m = Sv\rho$ - масса СКЖ, проходящая через НКТ, кг/с, S - площадь поперечного сечения НКТ, v скорость СКЖ (м/с), ρ - плотность СКЖ (кг/м³). Соответственно:

$$P = S\rho v^3 10^{-3} \text{ кВт/2}, \quad (7.2)$$

а поскольку $Sv = Q$ - подача (продуктивность, расход) насоса, а $\rho v^2/2 = H$ - напор (удельное давление), Н/м², то мощность и момент M на валу ЭД:

$$P = QH/\eta_H, \quad (7.3)$$

$$M = P/\omega, \quad (7.4)$$

где $\eta_H = \eta_{\Gamma}\eta_O$ - КПД насоса, η_{Γ} - гидравлический кпд (0.8÷0.96), η_O - объемный кпд (0.96÷0.98), ω - угловая скорость ротора ЭД. Если напор выражать в метрах водяного столба, то мощность будет:

$$P = QH\rho/102\eta_H, \text{ кВт} \quad (7.5)$$

Таким образом, мощность пропорциональна ρ СКЖ. Учитывая, что линейная скорость движения жидкости $v = \omega R$, где R - радиус колеса насоса, получим для текущего и номинального (с индекс H) параметров :

$$Q/Q_H = \omega/\omega_H = n/n_H; H/H_H = \omega^2/\omega_H^2 = (n/n_H)^2; H/H_H = Q^2/Q_H^2 = \text{const} \quad (7.6)$$

где индекс H относится к номинальному параметру. Отсюда для M и мощности P :

$$M_1/M_2 = \omega_1^2/\omega_2^2 = (n_1/n_2)^2 \quad P_1/P_2 = \omega_1^3/\omega_2^3 = (n_1/n_2)^3 \quad (7.7)$$

Формулы приведения ур.(7,7) справедливы для турбулентного движения жидкости в насосе, поскольку только в этом случае потери напора пропорциональны квадрату его скорости.

Эксплуатационные свойства УЭЦН определяются Q - H - характеристикой и зависимостью механической мощности и кпд от подачи Q насоса при $\omega_H = \text{const}$. В практике используются зависимости $H = f(Q)$, $\eta_H = f(Q)$, $P = f(Q)$, обычно представленные в каталоге для УЭЦН для ω_H . Указанные параметры для $\omega \neq \omega_H$, получают из ур.(7.6,7.7). В пределах рекомендуемых расходов и напоров $H(Q)$ описывается для насоса уравнением участка квадратичной параболы:

$$H_H = H_0 - S_0 Q^2 \quad (7.8)$$

где H_0 (м) и S_0 (с²/м⁵) - напор и гидравлическое сопротивление насоса при нулевой подаче. Характеристикой трубопровода является зависимость между расходом жидкости через трубопровод и напором H_C в начале трубопровода, который требуется для обеспечения этого расхода, описываемая уравнением:

$$H_C = H_{\Pi} + SQ^2 \quad (7.9)$$

где H_{Π} и S – противодавление (м) и гидравлическое сопротивление трубопровода. Пересечение графиков $H(Q)$ насоса и трубопровода определяет рабочую точку.

Установившийся режим работы УЭЦН при постоянной скорости определяется графическими или аналитическими способами. При графическом способе установившийся режим определяется точкой пересечения соответствующей $(Q-H)_i$ -характеристике (соответствующей ω_i) и характеристики магистрали НКТ, на которую работает УЭЦН:

$$H = H_{CT} + RQ^2 \quad (7.10)$$

где $H_{CT} = H_{BC} + H_{НАГ}$ – сумма высот всасывания H_{BC} и нагнетания $H_{НАГ}$. Если насос находится ниже величины всасывания, то $H_{CT} = H_{НАГ} - H_{BC}$.

В аналитических расчетах $Q-H$ -характеристику описывают формулой:

$$H = H_0 - CQ^2 = A\omega^2 - CQ^2 \quad (7.11)$$

где значения H_0 (или $A\omega^2$) и C определяют по двум точкам известной $Q-H$ -характеристики, одну точку целесообразно брать в начале кривой (при $Q = 0$), а вторую – в рабочей зоне. Тогда в первой точке $H = H_0$, а во второй $C = (H_0 - H)/Q^2$, значение $A = H_0/\omega_H^2$, кпд при $\omega \neq \omega_H$, определяют из:

$$Q_H = Q\omega_H/\omega \quad (7.12)$$

$$\eta_H = (Q_H - Q_B)\eta_A/(Q_A - Q_B) + (Q_H - Q_B)\eta_B/(Q_A - Q_B) \quad (7.13)$$

где Q_H и ω_H – номинальные производительность и скорость, Q_A , Q_B , η_A , η_B – производительность и кпд в точках А и В начала и конца заданного отрезка.

С учетом динамической составляющей $H_{дин} = \rho v^2/2$, сопротивления трубопровода НКТ R_M и инерционной составляющей давления $H_{ди}$:

$$H_{ди} = (\rho l/S)dQ/dt = C_M dQ/dt = H - R_M Q^2 - \rho v^2/2 = A\omega^2 - CQ^2 - R_M Q^2 - \rho v^2/2 \quad (5.14)$$

где l – длина НКТ, система уравнений УЭЦН имеем уравнения $H(Q)$:

$$\text{для насоса } H = A\omega^2 - CQ^2 \quad (7.15)$$

$$\text{для трубопровода } H = H_{CT} + R_M Q^2 + \rho v^2/2 + H_{ди} \quad (7.16)$$

Мощность P_d , передаваемая двигателем к валу насоса определяется из:

$$P_H = MgH/1000 = \rho QH/102 \quad (\text{квт}) \quad (7.17)$$

На рис.7.1. представлена структурная гидромеханическая схема установки УЭЦН,

составленная по ур.(7.15, 7.16).

При этом в качестве выбранных параметров использованы значения: $\text{step } M = 1.5 \text{ кН}\cdot\text{м}$, $J = 0.4 \text{ кг}\cdot\text{м}^2$, $1/\eta = 1.05$, $C = 0.25$, $R_M = 1.5$, $A = 1.05$.

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

При бригадном учете по ГОСТ Р 8.615-2005 ГСИ точность контроля расхода СКЖ должна быть при измерении: массы жидкости: $\pm 2.5 \%$; массы нетто нефти: $\pm 6.0 \%$ при обводненности $W < 70 \%$; $\pm 15.0 \%$ при $W < 95 \%$; $\pm 30.0 \%$ при $W < 98\%$; концентрации воды: $\pm 4 \%$; при измерении объема нефтяного газа: $\pm 5.0 \%$. Кроме того, требуется определения плотности компонентов СКЖ. Системы же измерения, в которых осуществляется разделение компонент на составляющие (водо- и газоотделение) обычно дают ошибку до 25% .

Данные задачи нами решаются, используя ПМРА-III. Нефтедобывающая промышленность стремилась разработать систему замера дебита и ФХС СКЖ и топливных смесей, не разделяя их на фазы и не используя движущихся деталей (Тоски, Ханссен, Смит) [7].

5.3. ПМРР-методики контроля скважинной жидкости

Описания разработанных нами методик измерения физико-химических параметров (ФХП) в СКЖ по требованиям ГОСТ приведены в [68].

Плотность ρ и динамическая вязкость η нефти тесно связаны зависимостями для температур измерений $T = (20 \pm 1)^\circ\text{C}$ и $(50 \pm 1)^\circ\text{C}$:

Они описываются с коэффициентами корреляции $R^2 = 0.94$ соотношениями:

$$\text{для } T = 20^\circ\text{C} \quad \rho = 34.3 \cdot \ln \eta + 773 \quad (7.18)$$

$$\text{для } T = 50^\circ\text{C} \quad \rho = 47.6 \cdot \ln \eta + 781 \quad (7.19)$$

Среднеквадратическая ошибка составила $S = 8$ и $S = 12$.

С другой стороны, было установлено, что вязкость η в водонефтяных эмульсиях (ВНЭ) сильно зависит от концентрации воды W и температуры. Они для температур 20 и 50°C описываются уравнениями:

$$\text{для температуры } T = 20^\circ\text{C} \quad \eta = 0.0015 \cdot W^{3.4} \quad (7.20)$$

$$\text{для температуры } T = 50^\circ\text{C} \quad \eta = 3.7 \cdot 10^{-5} \cdot W^4 \quad (7.21)$$

Соответственно, подставляя в ур.(7.18,7.19) уравнения для вязкости ур(7.20,7.21), получим, что плотность зависит от $W(\%)$ согласно уравнениям:

$$\text{для } T = 20^\circ\text{C} \quad \rho = 123.2 \ln W + 533 \quad (7.22)$$

$$\text{для } T = 50^\circ\text{C} \quad \rho = 65 \ln W + 830 \quad (7.23)$$

Компонент момента сопротивления M'_c СКЖ, отражающий влияние образование эмульсий воды с нефтью, определяется сопротивлением среды, в которой работает УЭЦН, и, в первую очередь газо- насыщенностью G и объемным водосодержанием W , поскольку от этих параметров зависят ρ и η , создающей дополнительное сопротивление насосу вследствие необходимости преодолевать силу поверхностного натяжения на поверхности капель воды и нефти. В этом случае эту зависимость можно записать в виде:

$$M'_C = M_{C0}(1 - G)(1 + \rho_H/\rho), \quad (7.24)$$

где M_{C0} – момент сопротивления на валу АД в отсутствие газа, воды и изменения плотности вследствие образования эмульсии.

Таким образом, к моменту сопротивления на роторе ЭД, определяемому напором H и расходом Q , следует добавить компонент момента сопротивления, от изменением параметров СКЖ, что приведет к уравнению для M_C к виду:

$$M_C = HQ/\omega\eta_H + M_{C0}(1 - G)(1 + \rho_H/\rho), \quad (7.25)$$

Подставляя в ур.(7.16) зависимости ФХС (Q , G , W , ρ_H и ρ) от ПМР-параметров [68], получим для плотностей $\rho_H = 700-900$ кг/м³ уравнения зависимости M_C для $T = 20^\circ\text{C}$ и 50°C :

$$M_C = H K_C S [(T_{20})^{-1} + (\tau)^{-1}] / \omega\eta_H + M_{C0} [1 - (A_0 - A_G) / A_0] [1 + (896,7 - 18,557(T_{1H}) - 130,8(T_{1H})^2)] / [123,2 \ln [T_{2B} (T_2^* - T_{2H}) 100\% / T_2^* (T_{2B} - T_{2H})] + 533], \quad (7.26)$$

$$M_C = H K_C S [(T_{20})^{-1} + (\tau)^{-1}] / \omega\eta_H + M_{C0} [1 - (A_0 - A_G) / A_0] [1 + (896,7 - 18,557(T_{1H}) - 130,8(T_{1H})^2)] / [65 \ln [T_{2B} (T_2^* - T_{2H}) 100\% / T_2^* (T_{2B} - T_{2H})] + 830], \quad (7.27)$$

На рис.7.4 представлена полученная экспериментальная зависимость $H(Q)$ для насоса марки 4НДВ с числом оборотов ротора $n = 1450$ об./мин для нефтей разной плотности $\rho_H = 882$ кг/м³ и $\rho_H = 888$ кг/м³ и соответственно кинематических вязкостей $\nu = 21,2$ мм²/с и $\nu = 72,9$ мм²/с.

Определим параметры $H-Q$ характеристики и реальных уравнений, их описывающих. Используя рис.7 и ур.(7.11, 7.12) получим из экспериментального графика параметры скважины: $H_0 = 23,4$ м; $H = 18$ м; $Q = 30$ л/с = $0,03$ м³/с отсюда в ур.(11) $C = (H_0 - H)/Q^2 = 6000$. При $\omega_H = 1450$ об/мин = $151,8$ рад/с значение $A = H_0/\omega_H^2 = 0,001$ м·с²/рад². При значении КПД $\eta_H = 0,51$, используя формулу $\eta_H = HQ/P_{\text{мех}}$, получим механическую мощность $P_{\text{мех}} = HQ/\eta_H = 1,06$ кВт. Тогда система численных уравнений ур.(7.15,7.16) гидромеханической схемы УЭЦН при $\omega_H^2 = 2,3 \cdot 10^4$, $R_M = 1,5$, $\rho = 885$ кг/м³, $D_{\text{НКТ}} = 0,3$ м, $S = 0,141$ м², $\nu = 0,2$ м/с, $\rho \nu^2/2 = 17,7$, $l = 1000$ м, инерционная составляющая будет $H_{\text{ди}} = (\rho l/S) dQ/dt = 885 \cdot 1000 \cdot 4,6 \cdot 10^{-5} / 0,141 = 290,6$, будет:

$$\text{для насоса } H = 23 - 6000Q^2 \quad (7.28)$$

$$\text{для трубопровода } H = 23,4 + 1,5Q^2 + 17,7 + 290,6 = 331,7 + 1,5Q^2 \quad (7.29)$$

$$M_C = HQ/\omega\eta_H = 10 \text{ н·м} \quad (7.30)$$

Как видим из рис.7.4, увеличение плотности и вязкости ведет к снижению величин H и Q , причем величина дополнительного момента сопротивления M'_C (при пересчете с использованием ур.(4) $M_C = HQ/\omega\eta_H$ для одинаковых угловой скорости $\omega = 151,84$ рад/с и КПД насоса $\eta_H = 0,51$ составит для расхода в диапазоне 33-36 л/с $M'_C = \Delta H \cdot \Delta Q / \omega\eta_H = 1,7 \cdot 3 / 151,84 \cdot 0,5 = 0,68$ н·м.

Для того, чтобы при добыче нефти с плотностью $\rho_H = 888$ кг/м³ выйти на

уровень $H(Q)$ насоса при добыче нефти с плотностью $\rho_n = 882 \text{ кг/м}^3$ потребуется увеличить мощность насоса на величину $\Delta P = \Delta H \cdot \Delta Q / \eta_n = 10.2 \text{ кВт}$, что потребует увеличения частоты вращения ротора погружного ЭД на $\Delta \omega = \Delta P / \Delta M = 15 \text{ Гц}$.

Технически, для обеспечения устойчивой работы ЭД, ограничения его перегрузки по току и магнитному потоку, поддержания высоких энергетических показателей в частотном преобразователе, должны поддерживаться определенные соотношения между входными (входное на частотном преобразователе напряжение U_1 и частота f_1) и выходными (выходное напряжение U_2 и частота f_2) параметрами. Для насосов, работающих со статическим напором, должно выполняться соотношение:

$$U_1 / f_1^{(1+k/2)} = U_2 / f_2^{(1+k/2)} \quad (5.31)$$

где k – показатель степени в уравнении механической характеристики насоса, хотя на практике в насосных установках, в том числе и УЭЦН используются преобразователи общепромышленного исполнения с $U_1/f_1 = U_2/f_2 = \text{const}$.

Глава 6

ПМК для очистки воды от остатков нефти и примесей с использованием данных анализа ПМРА

Закачиваемая в пласт сточная вода перед попаданием в нагнетательную скважину поддержания пластового давления или слива в отстойники в окружающей среде, должна проходить через ПМК для очистки воды от остатков нефти и примесей с использованием данных анализа ПМРА.

ПМК должна отвечать следующим критериям: возможность установки ПМРА на поток; полная автоматизация анализа без участия человека; цикличность процесса; диаметр D трубы основного потока 50-100 mm; D трубы контура, по которому будет производиться анализ $< 30 \text{ mm}$; трубы контура, располагающиеся в магните должны быть выполнены из диэлектрика.

Установка состоит из следующих основных элементов: 1 - емкость с растворителем; 2, 14 - воздушные обратные клапаны; 3, 4, 7, 10 - электромагнитные клапаны; 5 - ПМР анализатор; 6 - счетчик воды с импульсным выходом; 8, 11, 12, 15 – вентили; 9 – насос; 13 – расширитель; 16 - емкость с удаленными из воды нефтью и отходами. Схема очистки фильтра – на рис.18.

Поток жидкости проходя через основной трубопровод попадает в расширитель 13, где она интенсивно перемешивается до однородной массы создаваемыми вихревыми потоками и попадает в трубу с анализатором. При

этом электромагнитные клапана 4 и 11 находятся в открытом положении. Далее жидкость проходит через счетчик воды с импульсным выходом 6, где идет отсчет необходимого нам кол-ва жидкости. Электромагнитные клапана 3 и 7 находятся в закрытом положении для исключения возможности попадания жидкости в ёмкости 1 и 16. После прохождения жидкости через счетчик 6, жидкость осаждается на фильтре, расположенном в трубе под ЯМР анализатором 5, и далее жидкость попадает по замкнутому контуру обратно в основной трубопровод.

Как только счетчик отсчитает n – количество воды, клапана 4 и 10 закрываются. Анализатор начинает анализ нефти, осажженной на фильтре. По окончании анализа процесс повторяется с самого начала, при условии что фильтр достаточно «чистый» для последующих накоплений.

В случае заполнения фильтра поступает сигнал от ПМР-анализатора дающий команду на очистку.

При этом открываются клапана 3 и 7, включается насос 9 и начинается процесс перекачки растворителя из емкости 1 в емкость 16. Обратные клапана 2 и 14 необходимы для всасывания и выпуска воздуха соответственно. С помощью вентилей 8, 11, 12, 15 можно регулировать пропускную способность трубопровода, либо полностью перекрыть его на разных участках для проведения технических работ.

6.2 Структурная схема ПМК анализа концентрации нефти в воде.

Установка состоит из следующих элементов:

- Блок питания DR-4515, с выходным напряжением ± 15 В для питания отладочной платы STK500, а также платы выходных ключей.
- Отладочная плата STK500 с микроконтроллером ATMEGA8515L, для управления работой установки по заданному алгоритму.
- Компьютер управления, для задачи параметров работы установки, а также вывода полученных результатов на экран.
- Счетчик воды с импульсным выходом, для снятия показания с трубопровода о количестве протекшей через нее воды.
- Плата выходных ключей, на которой происходят коммутационные процессы, а также прием сигналов с датчика воды.
- Анализатор ПМР.
- Блок питания 12В, 20 А, питающий электромагнитные клапана и насос.

6.3. Описание и наладка отладочной платы STK500

Для автоматизированного управления электроприводами существуют комплекты микропроцессорного управления. В частности отладочный набор и система проектирования STK500 для AVR флэш-контроллеров фирмы Atmel, который поставляется с микроконтроллером ATMEGA8515L.

STK500 – завершенный стартовый набор и система проектирования для AVR флэш-микроконтроллеров корпорации Atmel. Он разработан для проектировщиков, желающих быстро приступить к разработке программного кода и выполнить тестирование новой разработки.

Отличительные особенности:

Совместимость с программой AVR Studio; связь с ПК через интерфейс RS-232 для программирования и управления (COM порт); стабилизированный источник питания со входом 10 – 15В; панели с 8-, 20-, 28- и 40 выводами для установки DIP-корпусов AVR-микроконтроллеров; поддержка параллельного и последовательного программирования повышенным напряжением всех AVR-микроконтроллеров; последовательное внутрисистемное программирование (ISP) всех AVR-устройств; внутрисистемный программатор для программирования микроконтроллера непосредственно в целевом приложении; перепрограммирование AVR-микроконтроллеров; 8 кнопок и светодиодов общего назначения; все порты ввода-вывода выведены на штырьки разъема; дополнительный порт RS-232 общего назначения; разъемы расширения для подключения внешних модулей и областей для макетирования.

Список литературы

1. Мехатроника: Пер с япон. / Исии Х., Иноуэ Х., Симояма И. и др. — М.: Мир, 1988. — С. 318. — ISBN 5-03-000059-3
2. Подураев Ю. В. Мехатроника. Основы, методы, применение. — 2-е изд., перераб и доп. М.: Машиностроение, 2007. — 256 с. — ISBN 978-5-217-03388-1
3. Введение в мехатронику: В 2-х кн. Учебное пособие / А. К. Тугенгольд, И. В. Богуславский, Е. А. Лукьянов и др. Под ред. А. К. Тугенгольда. — Ростов н/Д: Издательский центр ДГТУ, 2004. — ISBN 5-7890-0294-3.
4. Карнаухов Н. Ф. Электромеханические и мехатронные системы. — Ростов н/Д: Феникс, 2006. -320 с. (Высшее образование). ISBN 5-222-08228-8.
5. OIML R 117: Dynamic measuring systems for liquids other than water. Part 1: Metrological and technical requirements. 2007.
6. Г.Вендт, Р.Нигматуллин, Р.Тухватуллин 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, 3-5 сент. 2014, с.12-13
7. Тоски Э., Ханссен Б.В., Смит Д. Schlumberger, 3 Phase Measurements, Берген, Норвегия, Б.Теувени, Schlumberger, Кембридж, Великобритания. Эволюция измерений многофазных потоков и их влияние на управление эксплуатацией. Информационный ресурс Oil capital.ru. 2003 г. [www.oilcapital.ru/ edition/technik/archives/...](http://www.oilcapital.ru/edition/technik/archives/...)
8. Поздняков А., Карандин В. Точность лишней не бывает. Нефтегазовая вертикаль. №5. 2003 г.
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/ 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. et al. 8-th Annual Multiphase Measurement Roundtable (MMR), Galveston, 2007.
16. Scheers L., Wee A. 8-th Annual Multiphase Measurement Roundtable (MMR), Galveston, 2007.
17. J.J.Jiskoot. Considerations for crude oil sampling. "Control and Instrumentation" 1987. T.19, №5, с.127-128.
18. R. Baker. Multiphase flow moves/ Control and Instrumentation, 1989. T.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/: Schlumberger Technology Corp.-#311080: Заявл. 23.09.94, Оpubл. 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 : Оpubл. 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 , окт.1993 , с.46.
25. Кашаев Р.С., Стромкий В.А. Всесоюз. научное совещание по влагометрии нефти. Сб. тезисов. Саратов: Саратовнефтегаз, 1988, с.15
26. Опыт внедрения многофазных расходомеров Agar, 2013 г. www.agar.ru/technology/introduction_mpfm.php.
27. Байков Н.М. Сбор, транспорт и подготовка нефти. М.: Недра, 1975.
28. Акимов В.Ф. Контроль и автоматизация сбора нефти. – М.: 1971.
29. Самигуллин Ф.М., Идиятуллин З.Ш. Разработка поточно-весового плотномера-влажмера нефти/Отчет по НИР № 81010557. НПО «Нефтепромавтоматика». Казань. 1983. 65 с.
31. Б.Андрейчиков Проблемы и решения по модернизации АГЗУ типов «Спутник» и «Мера» в нефтедобывающей промышленности. СТА, №4, 2010. С.36-49
32. А.А.Дементьев О проблемах определения содержания воды при учете сырой нефти. Электронный журнал. www. Теплопункт.ru Концепции, алгоритмы и опыт организации учета энергоресурсов.
33. Демьянов А.А. «О проблемах определения содержания воды при учете сырой нефти» Концепции, алгоритмы и и опыт учета энергоресурсов. 2004. http://www.teplotpunkt.ru/articles/0049_daa_nft.html)
34. Durand A.A., Marquez-Lucero M. Determining sealing flowrates in horizontal run pipes. Chemical Engineering. March. 1998. P.128-134.
35. 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;
36. 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.
37. 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 дисперсных систем. Дисс. ...докт. техн.наук. Москва. ИГИ. 2001.
38. 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+»; опубл. 27.07.2006 Бюл.№21;
39. 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 жидкостей из нефтедобывающих скважин и устройство для его осуществления; опубл. 20.04.2010 Бюл.№11.
40. Абрамов Г.С., Надеин В.А. Внедрение ГОСТ 8.615-2005 – ситуация, проблемы и препятствия// Автоматизация, телемеханика и связь в нефтяной промышленности. – 2009. – №2;
41. Кравченко В., Риккен М. Измерение расхода с помощью кориолесовых расходомеров в случае двухфазного потока // Законодательная и прикладная метрология. – 2006. -№4.
42. Золотов В.П., Коробов А.П. Анализ способов измерения расхода нефти в жидкой продукции скважины. Нефтяное хозяйство. М.: Недра. 1972. №5.
43. 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.
44. 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.
45. Пурэвсурэн С., Сюняев Р.З., Сафиева Р.З. и др. // Нефтепереработка и нефтехимия, 2004. №3. С.18-25.
46. Березовский Е.В., Немиров М.С., Лобода И.И., Акчуринов А.Д. Методы и средства определения концентрации хлористых солей в нефти // М.: Приборы. 2010. № 6. С.10-12.
47. Hahn E.L. J.Geograph.Res. **65** (1960) 776.
48. Suryan G. Proc.Indian.Acad. Sci.**A33** (1951) 107.
49. Albert K., Bayer E. High performance liquid chromatography-nuclear magnetic resonance on-line coupling // Trends in analytical chemistry. – 1988. **7** , #8 (1988) 288-292.
50. 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).

51. Патент РФ № 2152006 C1 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».
52. 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).
53. 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).
54. 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».
55. Жерновой А.И., Латышев Г.Д. Ядерный магнитный резонанс в проточной жидкости. Атомиздат. 1964 с. 25, 26.
56. 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.
57. 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 Oil and Bitumen//Ext. Abstracts "Magnetic Resonance & Related Phenomena", XXVIII Ampere Congress, 1996, Canterbury, England, p.295.
58. 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.
59. 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.
60. Патент РФ №2427828 C1G01N24/08 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.
61. Патент US №6046587. E21B47/10, G01F1/716, 1/74, G01V3/00 опубликованный 04.04.2000.
62. Кашаев Р.С., Темников А.Н., Идиятуллин З.Ш. Патент РФ № 2519496 C1 «Способ оперативного контроля качества нефти и нефтепродуктов» от 24.12.2012. Опубл. 10.06.2014. Бюлл. №16.

63. Кашаев Р.С., Темников А.Н., Идиятуллин З.Ш. Патент РФ № 2544360. Устройство для измерения состава и расхода многокомпонентных жидкостей методом ЯМР 20.03.2015. Бюлл. № 8.
65. 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.
66. Идиятуллин З.Ш., Кашаев Р.С., Темников А.Н. Патент РФ на изобретение №23191138. от 4.05.2006 г. Устройство термостатирования образца в датчике магнитного резонанса.
67. Кашаев Р.С. Универсальный портативный экспресс-анализатор на основе импульсного ЯМР. Фундаментальные исследования. 2009, №5.
68. Кашаев Р.С. Аппаратура и методики ЯМР-анализа нефтяных дисперсных систем. Lambert Academic Publishing. 2012. -91 с.
69. Гуревич М.К., Козлова М.А., Шешнев Ю.А. Электротехника. 2004. №10, С.3-7.
70. Ковалев В.Д., Евсеев Ю.А., Сурма А.М. Электротехника. 2005. №8, С.3-23.
71. Швецов В.
72. Кашаев Р.С., Фасхиев Н.Р. Пат. № 115679 РФ №2009138707/28; заявл. 19.10.2011; опубл. 10.05.2012, Бюл. №13. Устройство для обезвоживания и обессоливания водонефтяных и водомасляных эмульсий
73. Кашаев Р.С., Хайруллина И.Р., Темников А.Н., Идиятуллин З.Ш. Пат. РФ № 73486 от 27.12.2007, опубл. 20.05.2008, Бюл. №14 Устройство для удаления серы из топлив, нефти и природных битумов, управляемое от релаксометра ЯМР
74. Кашаев Р.С., Хайруллина И.Р., Темников А.Н., Идиятуллин З.Ш. Пат. РФ № 2359260 от 4.06.2007, опубл. 20.06.2009, Бюл. №17 Способ оперативного контроля серосодержащих соединений в нефти и нефтепродуктах.
75. Кашаев Р.С., Козелков О.В., Малев Н.А., Кубанго Б.Э. Автоматическое управление УЭЦН используя измерения СКЖ проточным ПМР-анализатором. Изв. Вузов. Пробл. энергетики, 2017, №5-6, с.119-131
76. Кашаев Р.С., Козелков О.В. Пат.РФ №2681738 от 28.12.2017 Система оптимизации работы группы нефтегазовых скважин
77. Кашаев Р.С., Козелков О.В., Сафиуллин Б.Р. Патент РФ №2689103 от 07.05.2018. Многофункциональная автоматическая цифровая интеллектуальная скважина.

Рисунки

Рис.1. Групповая замерная установка (ГЗУ) Спутник-М

Рис. 2. Режимы течения потока нефть-вода в горизонтальной трубе

Рис.3. Динамика дебитов нефти, скважинной жидкости и обводненности. Ск.428 Г, пласт БС8, Западно-Ноябрьское месторождение.

Рис. 4. Иллюстрация метода Мейбума-Гилла для компенсации накопления ошибки в последовательности Карра-Парселла: *а* – поворот 90° импульсом, направленным по оси x' вектора макроскопической намагниченности M_0 в плоскость $x'y'$; *б* – расфазирование векторов m_i спиновых изохромат, составляющих вектор M_0 , в плоскости $x'y'$; *в* – поворот векторов m_i вокруг y' импульсом, который немного короче 180° и направлен по оси y' ; *г* – соби́рание m_i в плоскости $y'z'$, но не вдоль оси y' , вследствие чего проекция результирующего вектора на ось y' меньше M_0 ; *д* – дефазирование векторов m_i , которые все еще не находятся в плоскости $x'y'$; *е* – поворот векторов вокруг y' вторым импульсом, который также немного короче 180° , в результате чего все m_i оказываются в плоскости $x'y'$; *ж* – соби́рание m_i в плоскости $x'y'$; *з* – полная фокусировка векторов m_i вдоль оси y' (процедура повторяется начиная с рисунка *б*).

Рис.5. Интерфейс релаксометра ПМР. Огибающие сигналов спин-эхо (в левой нижней части экран) и их разложения на компоненты (правая часть экрана монитора) при измерениях времен спин-решеточной T_{1i} и спин-спиновой T_{2i} релаксации и населенностей протонных фаз P_{1i} и P_{2i} . Параметры измерений задаются в верхней левой части экрана.

Рис.6. Схема измерительного блока ИК-анализатора АОЛ-101. 1 – источник света, 2, 16 – линзы, 3 – обтюратор, 4 – светофильтры, 5, 6 – свето- и фотодиоды, 7, 8, 14 – части кюветы, 9 – фоторезистор, 10 – терморезистор, 11 – термоэлементы, 12 – радиатор, 13 – предусилитель сигнала, 15 – двигатель обтюлятора.

Рис.7. Панель управления анализатора *ViscoSite*

Рис.8. Проточный протонно-магнитный резонансный анализатор ПМРА-I

Рис.9. Проточный протонно-магнитный резонансный анализатор ПМРА-I

Рис.10. Конструкция системы пробоотбора с ПМРА-III

Рис.11. Портативный переносной релаксометр ПМР

Рис. 12. Стенд для отработки системы управления ПМК-III

Рис. 13. Схема устройства для удаления воды из эмульсии в ВМНЭП:

1 – отрицательно заряженный электрод; 2 – патрубок ввода сырья; 3 – положительный электрод; 4 – статорные обмотки для создания ВМП; 5 – конические электроды; 6 – зона действия на капли воды ВМ и НЭ полей; 7 – поверхность отстоявшейся воды.

Рис.14. Технологическая схема разделения водо-нефтяных эмульсий (СКЖ) под управлением и по данным измерения проточным ПМР-анализатором

Рис.15. ПМК для снижения концентрации серы из сернистых нефтей

Рис.16. Структурная гидромеханическая схема установки УЭЦН

Рис.17. Зависимость $H = f(Q)$ для нефтей плотностью $\rho = 882 \text{ кг/м}^3$ (кривая 2) и $\rho = 888 \text{ кг/м}^3$ (кривая 3). На кривой 1 - расчетная зависимость для воды.

Рис. 18. Схема пути движения растворителя в процессе очистки фильтра

Рис. 19. Структурная блок схема ПМК

Содержание	стр
Введение	5
Глава 1. Промышленные приборные комплексы для контроля и анализа нефти, нефтепродуктов и топлив	7
1.1. Обзор промышленной аппаратуры для контроля и анализа нефти, нефтепродуктов и топлив	8
1.2. Анализ водогазонефтяной смеси многофазными анализаторами	9
1.3. Многофазные расходомеры (МФР)	12
1.4. Групповые замерные установки	17
1.5. Приборные и мехатронные комплексы для измерения показателей качества нефти и нефтепродуктов.	
Система измерения количества и показателей качества нефти и нефтепродуктов, газового конденсата (СИКН)	21
1.6. Структуры потоков и представительность пробоотбора	22
Глава 2. Промышленные проточные приборы и датчики контроля нефти	
2.1. Приборы для определения расхода	25
2.2. Приборы для измерения концентрации воды в нефти	27
2.3. Комплексная автоматизация добычи и подготовки нефти	32
2.4. Элементы автоматизированных измерительных комплексов	35
2.4.1. Датчики технологических параметров контроля в нефтяной промышленности и энергетике	35
2.5. Анализаторы расхода, основанные на методе ЯМР	39
2.6. Промышленный поточный контроль параметров нефти	40
2.7. Системы телеметрии для передачи данных при нефтедобыче	47
2.8. Автоматизированные системы технологического контроля нефти	48
2.9. Приборы оптического диапазона	
2.9.1. Методы оптической спектроскопии для измерения влажности нефти	50
2.9.2. Инфракрасный анализатор нефти	52
2.9.3. Концентраномер экстинктометрический	53
2.10. Приборы для измерения газосодержания в нефти	55
2.11. Приборы для измерения плотности нефти	57
2.12. Приборы для измерения вязкости нефти	57
Глава 3. Приборно-мехатронные комплексы на основе метода ядерного (протонного) магнитного резонанса	
3.1. Методы и устройства ПМР для контроля и анализа топлива и сырья	59
3.2. Проточный ПМР-анализатор – приборно-мехатронный комплекс первого поколения (ПМК-I)	60
3.3.1. Автоматизация процесса проточного анализа с использованием	

ПМК-I 61

3.4. Анализаторы расхода, основанные на методе ПМР 63

3.5. ПМРК на основе ПМР-анализаторов многофазных потоков 64

3.6. ПМК на ПМР-анализаторах нового поколения 65

3.7. ПМК-II на основе проточного ПМР-анализатора второго поколения 69

3.8. ПМК-III на основе проточного ПМР-анализатора третьего поколения 71

Глава 4. Технологические установки и комплексы для подготовки нефти

4.1. Мехатронные комплексы разделения водо-нефтяных эмульсий 77

4.2. ПМК для разделения ВНЭ по данным проточным ПМРА в неоднородном электрическом и вращающемся магнитном поле 81

4.3. ПМК для очистки нефти по данным проточным ПМРА в неоднородном электрическом и вращающемся магнитном поле 83

Глава 5

Приборно-мехатронный комплекс автоматического управления УЭЦН нефтедобычи по данным измерения СКЖ проточным ПМРА 87

5.1. Гидромеханическая схема УЭЦН 88

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

5.3. ПМРР-методики контроля скважинной жидкости 91

Глава 6. ПМК для очистки воды от остатков нефти и примесей с использованием данных анализа ПМРА 95

6.2 Структурная схема ПМК анализа концентрации нефти в воде 97

6.3. Описание и наладка отладочной платы STK500 98

Список сокращений 100

Список литературы 101