©Р.С.Кашаев, О.В.Козелков, Б.Э.Кубанго

УДК 621.10+536.5

ПРОТОЧНЫЕ ПРОТОННЫЕ МАГНИТНО-РЕЗОНАНСНЫЕ АНАЛИЗАТОРЫ ДЛЯ КОНТРОЛЯ СКВАЖИННОЙ ЖИДКОСТИ ПО ГОСТ Р 8.615-2005 ГСИ

Р.С.Кашаев, О.В.Козелков, Б.Э.Кубанго

Казанский государственный энергетический университет
kashaev2007@yandex.ru

Резюме: *В работе описан проточный анализатор на основе протонного магнитного резонанса (ПМР), позволяющий на потоке без пробоподготовки в автоматическом режиме проводить экпресс-контроль и анализ параметров сырья – скважинной жидкости. Представлены разработанные методики контроля, соответствующие ГОСТ Р 8.615-2005 ГСИ, и их автоматическая реализация с использованием программного пакета LabView.*

Ключевые слова: *протонный магнитный резонанс, методики контроля, LabView.*

ON-LINE FLOW PROTON MAGNETIC RESONANCE ANALYSERS FOR OIL-WELL LIQUID CONTROL ON GOST P 8.615-2005 GSI

R.S. Kashaev, O.V. Kozelkov, B.E. Kubango

Kazan State Power Engineering University
kashaev2007@yandex.ru

Abstract: *In the work described flow analyzer on the base of proton magnetic-resonance (PMR) allowing on-line, without sample preparation automatically perform express-control and analysis of oil-well liquid control. Presented elaborated control methods, corresponding to GOST P 8.615-2005 GSI and their automatic realization using program LabView.*

Key words: *proton magnetic-resonance, control methods, LabView.*

Введение

Технологии добычи, подготовки и переработки нефти, производства нефтепродуктов, использования топлив и эмульсий на их основе в значительной степени зависят от оперативной информации, получаемой с анализаторов и датчиков, контролирующих процесс на потоке. Результаты измерений позволяют оптимизировать технологии нефтедобычи и переработки сырья.

Но используемые в настоящее время методы анализа недостаточно оперативны и требуют экспресс-анализаторов и методик контроля по широкому набору показателей во всем диапазоне их изменений по: ГОСТ Р 8.575-2004 [1], ГОСТ Р 51858-2002 [2], Приказ Минэнерго №69 от 31.03.2005 [3]. По ГОСТ Р 8.615-2005 ГСИ. Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования [4] должны выполняться условия измерений:

- погрешности измерений массы скважинной жидкости (СКЖ): ± 2,5 %;
- погрешности измерений массы нетто нефти O: ± 6,0 % при обводненности $W < 70\%$; ± 15,0 % при $W < 95$ %; ± 30,0 % при $W < 98\%$;
- погрешности измерений объема нефтяного газа G: ± 5,0 %;
- плотности компонентов добываемой скважинной жидкости (СКЖ).

Для выполнения этих требований требуется целый набор анализаторов расхода, газа, обводненности, нефти и плотности.

Данную задачу можно решить, используя анализатор на основе ядерного (протонного) магнитного резонанса (ПМР) методом протонной магнитно-резонансной релаксометрии (ПМРР), позволяющим на потоке без пробоподготовки в автоматическом режиме проводить экпресс-контроль и анализ параметров сырья и нефтепродуктов. Метод ЯМР обладает многопараметричностью анализа, является взрыво-, пожаро-, радиационно и токсически безопасным вследствие своей неконтактности и возможности расположения искроопасных блоков на безопасном расстоянии от первичного преобразователя.

Однако отечественной промышленностью анализаторы ПМР не выпускаются. Зарубежная аппаратура ПМР имеет ограничения, связанные с несоответствием отечественным методикам, дороговизной и недостаточной компактностью для ее оперативного использования в автоматическом экспресс-контроле. Поэтому ПМР-анализаторы при промышленном экспресс-контроле нефти практически не применяются, хотя метод ПМРР является основой для официально утвержденных методов измерения: содержания твердого жира *SFC* (*ISO*8292), масличности и влажности семян (*ISO*10565), содержания водорода в топливе (*ASTM D*717).

Целью данной работы является разработка методического обеспечения многопараметрического анализа СКЖ с использованием проточного ПМР-анализатора.

Анализ водо-газо-нефтяной смеси (скважинной жидкости)

Автоматизация контроля параметров добываемой скважинной жидкости (СКЖ) является актуальной и достаточно сложной задачей. Особое внимание уделяется системе пробоотбора, поскольку требуется анализ массового расхода каждой компоненты в многокомпонентных жидких системах. Другая проблема – точное определение концентрации воды в сырой нефти. Такие анализаторы необходимы как на месторождениях на поздней стадии нефтедобычи с высокой обводненностью, так и на отдаленных автоматических скважинах и морских платформах.

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

Десятилетиями нефтедобывающая промышленность стремилась разработать систему замера дебита и физико-химических свойств (ФХС) СКЖ и топливных смесей, не разделяя их на фазы и не используя движущихся деталей (Тоски, Ханссен, Смит) [5]. Но остро стоял вопрос представительности пробоотбора и многопараметричности экспресс-анализа.

Пробоотбор СКЖ будет полностью представительным, если анализируется 100% образца. Этого достичь практически невозможно (Демьянов) [6]. По рекомендациям (Jiskoot. 1987) [7] для повышения представительности пробоотбора необходимо выполнить требования:

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

-производить отбор проб из вертикального потока;

-отбираемая проба должна быть пропорциональна скорости движения потока, т.е. должно выполняться условие изокинетичности в соответствии с изменением №1 в ГОСТ 2517;

- поскольку в реальных системах концентрация воды *W* меняется случайным образом, проба должна отбираться часто, чтобы регистрировать изменение *W*.

При горизонтальном положении трубы пробоотборника возможна ситуация, когда под действием гравитации произойдет расслоение потоков (особенно при низких скоростях) и труба будет заполнена не полностью. В этом случае по данным работы (*Durand*) [8] расход $Q = vS$ в такой трубе составляет:

$$Q = (A^3 g/T)^{0,5} = \{g[0.5\pi R^2 - (R - H)(R^2 - (R - H)^2)^{0,5} - R^2 \arcsin((R - H_2)/H)]^3/2(DH - H^2)^{0,5}\}^{0,5}, \quad (1)$$

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.

Исследования показали, что отбор представительной пробы в диапазоне влажности W = 40–70% – трудная техническая задача, которую можно решить путем использования, вместо пробозаборных систем, полнопоточных первичных преобразователей.

Расход (дебит скважин) Q зависит от многих параметров: газосодержания G, обводненности W, плотности ρ компонентов СКЖ, температуры t. Исследованиями института «Гипровостокнефть» (Золотов, Коробов) [9] установлена следующая зависимость расхода G всей продукции скважин от составляющих ее компонентов:

$$G = G_Ж[1+(1- N)\rho_Г(aP^n + V_{сг})/\rho_Н], \quad (2)$$

где $G_Ж$ – массовый расход дегазированной жидкости; N – массовый процент обводненности; $\rho_Г$, $\rho_В$, $\rho_Ж$ и $\rho_Н$ – плотности газа, воды, жидкости и нефти при нормальных условиях; P – давление сепарации; $V_{сг}$– объем свободного газа, содержащегося при нормальных условиях в одном объеме нефти; a и n – коэффициенты, экспериментально определяемые для различных пластов месторождений.

С учетом плотностей флюидов массовый расход $G_Н$ нефти будет зависеть от плотностей газа, воды, жидкости и нефти:

$$G_Н = G_Ж K\rho_Н(\rho_В - \rho_Ж)/\rho_Ж(\rho_В - \rho_Н), \quad (3)$$

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

$$\delta_Н^Г = - \rho_Г (aP^n + V_{сг})/(\rho_В - \rho_Н). \quad (4)$$

То есть для корректного контроля Q необходимо контролировать ρ и температуру, поскольку W, а следовательно и $\rho_В$, $\rho_Ж$ и $\rho_Н$ за несколько минут могут измениться в широких пределах. Температура СКЖ может отклоняться от среднего значения на ± 9%.

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

$$G'_Н = G_Ж K\rho_Н(\rho_В - \rho^t_Ж)/\rho^t_Ж(\rho_В - \rho_Н), \quad (5)$$

где в $\rho^t_Ж$ индекс t свидетельствует об учете зависимости от температуры. Истинное значение расхода нефти будет

$$G_Н = G_Ж K^t \rho^t_Н(\rho^t_В - \rho^t_Ж)/\rho^t_Ж(\rho^t_В - \rho^t_Н). \quad (6)$$

Плотности с этими индексами можно представить в виде:

$$\rho^t_Н = \rho_Н/(1 + \alpha_Н \Delta t), \quad (7)$$

$$\rho^t_В = \rho_В/(1 + \alpha_В \Delta t), \quad (8)$$

$$\rho^t_Ж = \rho_Ж/[(1 - W)(1 + \alpha_Н \Delta t) + (1 - W)(1 + \alpha_В \Delta t)], \quad (9)$$

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

$$\rho_{Ж} = \rho_{В}\cdot\rho_{Н} /[\rho_{В} (1 – N) + \rho_{Н}N], \quad (10)$$

$$N = \rho_{В}W/[\rho_{В}W + \rho Н(1 – W)]. \quad (11)$$

Относительная погрешность измерения расхода нефти от температуры будет равна:

$$\delta_{Н}^{t} = (G'_{Н} – G_{Н})\cdot 100\ \%/G'_{Н.} \quad (12)$$

В итоге для $\delta_{Н}^{t}$ можно записать общую формулу:

$$\delta_{Н}^{t} = \{[1+((\rho_{В}\alpha_{Н}-\rho_{Н}\alpha_{В})\cdot\Delta t +\rho_{Г}(\alpha_{Н}+\alpha_{В})(aP^{n}+V_{сг})\cdot\Delta t)/(\rho_{В} - \rho_{Н}+\rho_{Г}(aP^{n} +V_{сг}))]\cdot 100\%$$
$$\times(\rho_{В} - \rho_{Н} + (\rho_{В}\alpha_{Н} + N\rho_{Н}\alpha_{В} /(1 – N))\cdot\Delta t/[\rho_{В}(1 + \alpha_{Н}\Delta t) - \rho_{Н}(1 + \alpha_{В}\Delta t)] – 1\}. \quad (13)$$

Исследования показали, что температурная погрешность увеличивается с $\delta_{Н}^{t}$ = 2,7% для сухой нефти до $\delta_{Н}^{t}$ = 7,4 % при обводненности N = 80%.

Плотность $\rho_{Н}$ 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 кг/м^3 для прозрачных продуктов и 0,6 кг/м^3 для темных и непрозрачных продуктов; воспроизводимость не больше 1,2 кг/м^3 для прозрачных продуктов и 1,5 кг/м^3 для темных и непрозрачных продуктов. Измерение $\rho_{Н}$ необходимо при измерении влажности нефти. Кроме того, параметр $rD = \rho_{В} - \rho_{Н}$ является движущей силой гравитационного отстаивания и определяет время отстаивания обработанной эмульсии. Плотность нефти необходима для пересчета влагосодержания нефти с объемной влажности на массовую.

Измерения параметров СКЖ, требуемые по ГОСТ 8.615 -2005, в настоящее время осуществляются с помощью ряда физических датчиков.

В качестве датчиков газосодержания G широко используется прибор УОСГ-100, который, в соответствии с методикой МИ 2575-2000 «ГСИ. Нефть. Остаточное газосодержание», основан на том, что изменение давления в пробоотборной камере прибора при изотермическом сжатии пробы СКЖ зависит от G. Результаты измерений в ВНИИР (г. Казань) [10] показали, что при малых содержаниях газа погрешность УОСГ-100 находится в пределах значений, нормированных МИ 2575-2000. Однако при G > 5 % наблюдается дополнительная погрешность, которая может быть объяснена непредставительностью отбора пробы жидкости.

При учете рекомендаций [7] содержание воды в диапазоне W=0–1% может определяться с точностью ±0,02÷0,05%. Действительно, нами [11] разработан анализатор оптический лабораторный АОЛ-101, работающий в ближней ИК-области спектра и определяюший W в этом диапазоне с точностью ±0,04%. Ситуация осложняется для W=50÷70%. Для таких пределов СН погрешность составляет ±2,5÷3,5%. Ситуация еще более осложняется в присутствии газа. Промышленный поточный контроль влажности нефти в настоящее время осуществляется в целях бригадного (сырой нефти) и коммерческого (товарной нефти) учета. Для этого (при влажностях меньше 50%) на нефтепромыслах используется способ измерения влажности скважинной жидкости на групповой замерной установке (ГЗУ) весовым методом. Из приборных методов наиболее распространенным является диэлькометрический, основанный на измерении электрической емкости смеси, например, цифровым анализатором ЦВН-2С, а за рубежом – *AQUASYST WMC* 5250*Z* (фирмы *Endress+Hausser Ltd., Manchester*). Он позволяет определять влажность нефти с точностью ± 2–3 %, но ограничен диапазоном 0 – 60 % влажности, поскольку при более высоких концентрация 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. Измерение

плотности/концентрации жидкостей, жидких смесей или многофазных жидкостей в режиме байпаса в непрерывном режиме может быть осуществлено с помощью измерителя плотности *DIMF 2.0 с HART* (*Bopp&Reuther Messtechnic GmbH*), работающего по принципу вибратора. Измеритель обеспечивает определение плотности и расхода.

Проточные анализаторы, основанные на методе ПМР

Использовать метод импульсного ПМР для измерения скорости *v* течения жидкости в магнитном поле впервые предложил Хан [13] в 1960 г., хотя ЯМР широких линий в протоке впервые наблюдал Суриан [14]. Разработка ЯМР-расходомеров начата в 1962 г. Разрабатывались ПМР-расходомеры однокатушечной и двухкатушечной конструкции. В однокатушечных используется принцип зависимости амплитуды, резонансной частоты и фазы сигнала от скорости *v* движения среды. Они в наибольшей степени подходят для измерения многофазных жидкостей. В диапазоне скоростей 2–7 м/с точность однократного измерения составляет 2–2,5%. Двухкатушечные конструкции ЯМР-расходомеров разрабатывались у нас в стране и подробно описаны в монографии [15]. Они предполагают два магнита: (поляризирующий и анализирующий. Достигнутая точность измерения – ± 1%.

В 1988 г. Всесоюзным научно-техническим обществом приборостроителей им. С.И. Вавилова был объявлен конкурс на «Создание высокоэффективных измерительных устройств МФП продукции нефтяных скважин без сепарации». По результатам НИР “Разработка и исследование метода определения воды в сырой нефти” (тема 7620 428610 Фа 15-3401 в НПО «Нефтепромавтоматика») один из авторов статьи предложил на конкурс проект «ЯМР-анализатор многофазных потоков без сепарации». Сроки рассмотрения материалов были перенесены, но нам возвращены не были. Позже в Казанском научно-исследовательском институте радио-технологических измерений (КНИРТИ) начались разработки проточного ЯМР-анализатора, в точности повторяющего наш проект. Однако, изготовив конструкцию и использовав разработанный на заводе «Радиоприбор» контроллер, сотрудники КНИРТИ не смогли запустить проточный анализатор в работу, и руководство было вынуждено обратиться за помощью в «КБ Резонансных комплексов» (КБРК), созданное нами в 1990 г. для разработки и производства релаксометров ПМР, (которых с 1991 г. было изготовлено более 50-ти экземпляров, реализованных в ряде НГДУ и вузов РФ и Украины). В 1995 г. КБРК передало (по актам приемки/передачи) электрические схемы передатчика, приемника и датчика ЯМР, конструкцию системы пробоотбора, методику измерения и программное обеспечение измерений. В 1996 г. были проведены метрологические испытания ПМР-анализатора СКЖ (рис. 1), показавшие его соответствие ТУ. Первое сообщение о разработанном проточном ПМР-анализаторе было сделано нами на XXVIII *Ampere Congress*, 1996, *Canterbury*, UK [16]. При этом в анализаторе использовалась методика измерения *W* [17].

После 1998 г. (закрытие КНИРТИ) работу продолжили:

- группа Богатов В.К., Теплов В.Ю. и др. – сотрудники з-да «Радиоприбор» (Казань) (трагически погибли в автокатастрофе);

- группа Валиев Р.Ф., Харисов А.Г., Садыков И.И., Шмелев А.А. – сотрудники КИБ КНЦ РАН и Альметьевского з-да «Радиоприбор». Ими получено патент на полезную модель №40496 U1 от 10.09.2004 г. на «Устройство для измерения состава и расхода многокомпонентной жидкости на основе ЯМР». Данный ПМР-анализатор проходил испытания в НГДУ «Прикамнефть» и на ГЗУ участка месторождения НГДУ «Лениногорскнефть», но не прошел их.

В 2008 г. нами получен патент № 74710 [18] на ПМРА-II (второго поколения). На рис.1, 2 показана система пробоотбора и электрическая принципиальная схема пробоотборника, позволяющая устанавливать патрубок на требуемом уровне в трубопроводе при отборе для анализа скважинной жидкости.

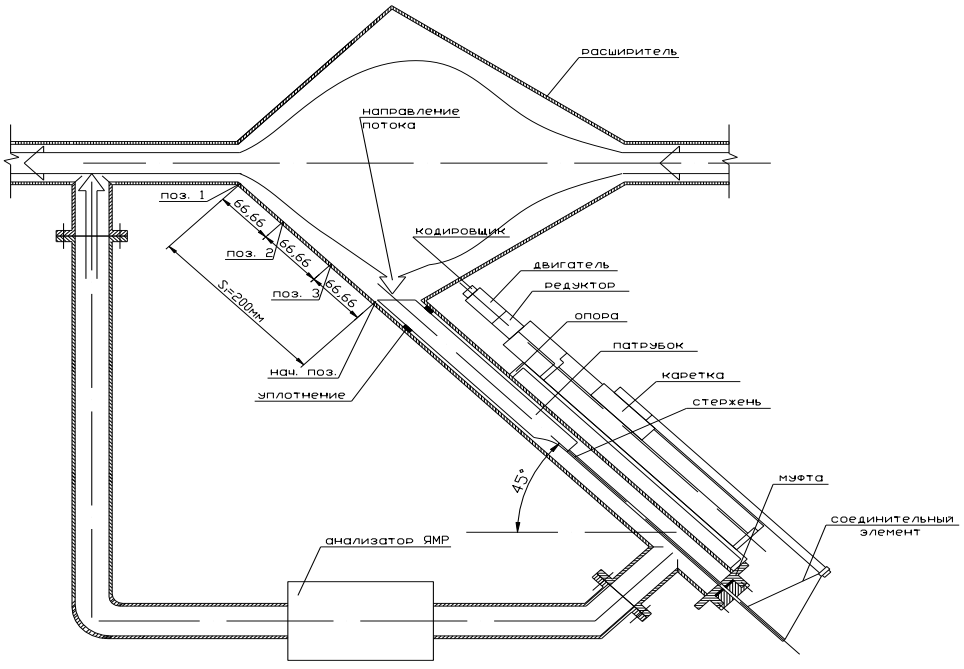


Рис.1. Система пробоотбора ПМР-II

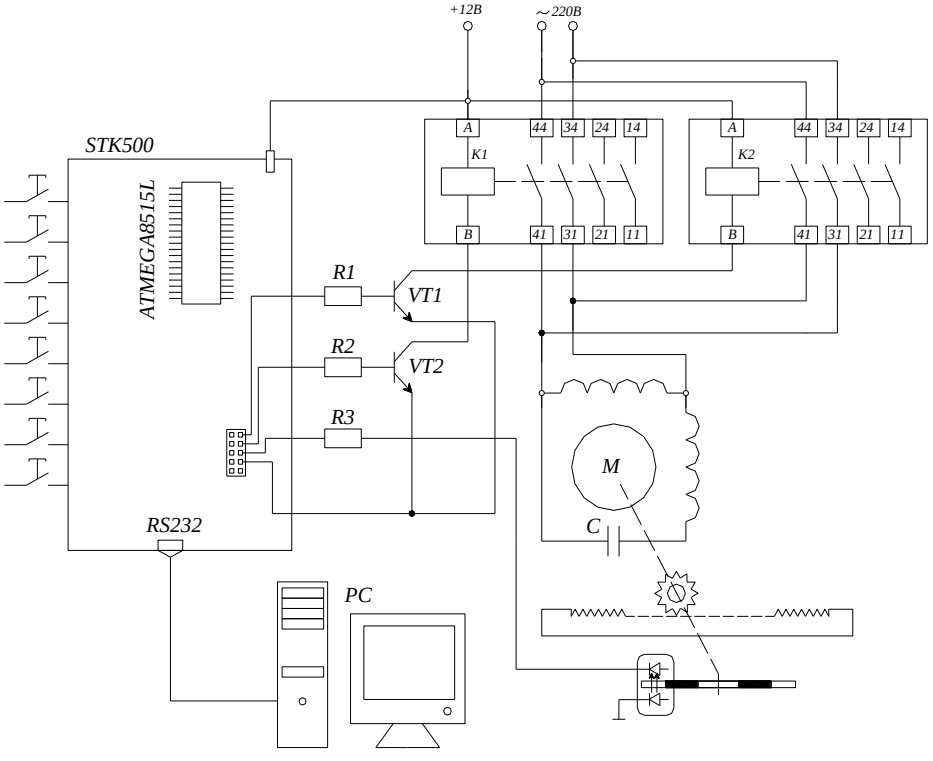


Рис.2. Электрическая принципиальная схема пробоотбора ПМРА-II

С целью повышения диапазона измерения расхода и представительности пробоотбора в основу конструкции ПМРА-II заложено устройство, отличающееся тем, что измерительная часть трубы (встраиваемая в магистральный трубопровод) имеет коническое расширение, а пробоотбор осуществляется патрубком с возможностью перемещения по сечению конуса (рис. 3).

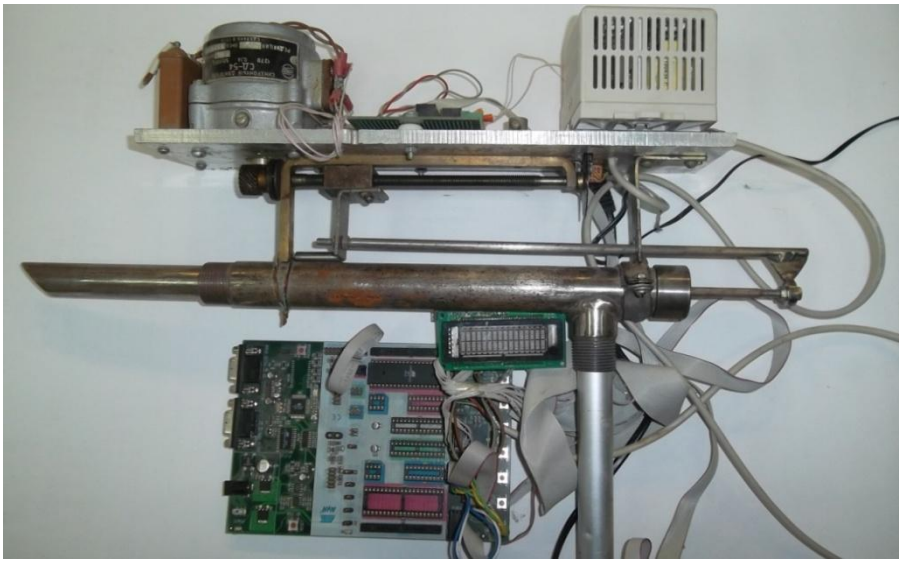


Рис. 3. Система пробоотбора ПМРА-II

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

$$P_i/\rho g + v_i^2/2g = \text{const}. \quad (14)$$

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

$$P_1/\rho + \text{const}/S_1^2 = P_2/\rho + \text{const}/S_2^2 . \quad (15)$$

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 ($P_{max} - P_i$) в сечении S_{max} и S_i. При расположении патрубка в сечении на уровне магистральной трубы разница давлений будет минимальна независимо от скорости и давления в магистральной трубе, и скорость движения потока через датчик ЯМР будет также минимальной, что необходимо для измерения ЯМР-параметров (влажности, концентрации нефти, газа, дисперсности, вязкости, плотности и др.) как бы «в остановленном» потоке. Тем самым отпадает необходимость реальной остановки потока. Конструктивно это означает отказ от вентилей и задвижек, требующих взрывозащиты и имеющих ограниченный ресурс работы.

Для автоматизированного управления электроприводом пробоотборного патрубка ПМРА-II использовался комплект микроконтроллера (МК) *ATMEGA* 8515*L*, а для его разработки – отладочный набор и система проектирования *STK*500 для *AVR* флэш-контроллеров фирмы *Atmel* на панели с маркировкой *SCKT*3000*D*3. Для работы *STK*500 требуется внешний источник питания 10–15В. Программа *ATMEGA* 8515*L* начинает выполнять следующие операции:

1. Инициализацию МК: инициализация портов *A, B, C, D, E*; таймера/счетчика 1, универсального синхронно/асинхронного приемопередатчика (*USART*), дисплея *VFD*, внешнего прерывания *INT0*.

2. Выдает сообщение «ТЕК. ПОЛОЖ.» на экране *VFD*.

3. Переход в подпрограмму сравнения принятого кода запуска.

После этого на компьютере следует вызвать основную программу управления электроприводом. Появится окно (рис. 4).

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

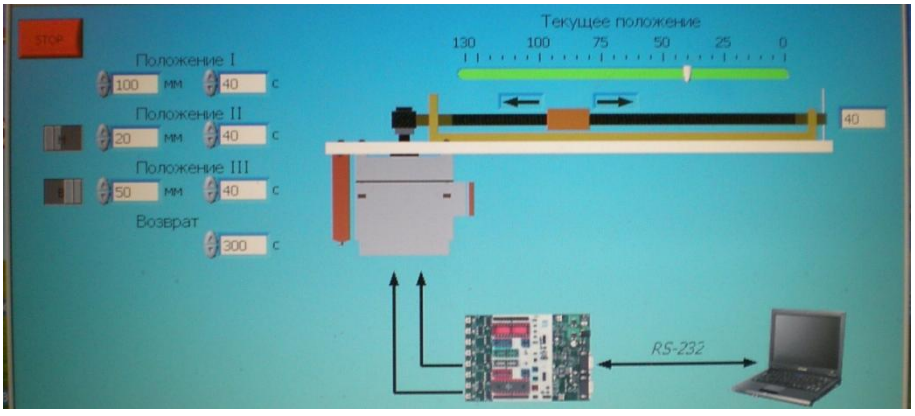


Рис.4. Лицевая панель управления пробоотборником (до запуска)

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

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

МК принимает команду и выдает напряжение в 5 В, соответствующее уровню логической единицы, в четвертый разряд порта А, который, в свою очередь, открывает транзистор и подает напряжение на катушку реле – привод приходит в движение. После выдачи сигнала «Вперед» контроллер выполняет задержку чуть больше времени включения и выполняет опрос пятого разряда (при движении назад выполняет опрос третьего разряда) порта А, соединенного со вторыми блок-контактами реле. Если на входе имеется напряжение, соответствующее уровню логической единицы, то на лицевой панели отобразится направление вращения, в противном случае это говорит о неполадках в реле. На экране *VFD* отображается текущее состояние привода (высвечивается надпись «ВПЕРЕД»), и текущее положение в мм. Программой постоянно ведется контроль положения по данным, принятым от МК. Как только происходит совпадение заданного и текущего положения, основная программа выдает команду останова МК. Тот, в свою очередь, принимает команду от ПК и отключает привод записью логического нуля в четвертый разряд (при движении назад останов выполняет запись логического нуля в шестой разряд) порта А, на экране отображается текущее состояние привода (в данном случае высвечивается надпись «ОСТАНОВ») и отправляет команду на выполнение подпрограммы задержки, отменив при этом дальнейшую передачу данных, чтобы не переполнять буфер приема данных основной программы. По истечению задержки основная программа выдает команду об окончании времени ожидания. Контроллер принимает команду и передает команду перехода на второе положение, пересохраняет значения количества импульсов, возобновляет передачу данных, и все повторяется вновь. На последней четвертой степени происходит возврат патрубка в исходное положение.

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

При нажатии на кнопку *SW*2 на плате *STK*500 программа переходит в режим местного управления, при этом основная программа больше не действительна. В это время зажигается светодиод, сигнализирующий переход на местное управление. Управление приводом производится нажатием на кнопки *SW*6 (Вперед) и *SW*7 (Назад) на плате *STK*500. Текущее положение отображается на экране *VFD*. Выход из режима местного управления происходит сбросом МК.

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

ATmega 8515 обеспечивает производительность 1 млн. оп./сек. за счет выполнения большинства инструкций за один машинный цикл и позволяет оптимизировать потребление энергии за счет изменения частоты синхронизации. *AVR* ядро объединяет большой набор инструкций с 32 рабочими регистрами общего назначения. Все 32 регистра

непосредственно подключены к АЛУ (арифметико-логическое устройство), что позволяет указывать два регистра в одной инструкции и выполнить ее за один цикл. Данная архитектура обладает большей эффективностью кода и в 10 раз большей производительностью по сравнению с *CISC* микроконтроллерами. Она поддерживается набором инструментальных и программных средств для разработки приложений, в том числе: Си-компиляторы, макроассемблеры, отладчики/симуляторы, внутрисхемные эмуляторы, оценочные наборы.

Управляемая от микропроцессора система пробоотбора позволяет:
– выводить информацию о текущем состоянии пробоотборника на люминесцентный экран;
– осуществлять связь с компьютером по *COM* порту, который может использоваться для управления технологическим процессом, осуществлять местное управление.

Оператору задавать значения положения и вводить изменения в программу через интерактивное окно управления в среде графического программирования *LabVIEW*.

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

Приведем описания некоторых из разработанных нами методик измерения физико-химических параметров (ФХП) в СКЖ [17, 19–21].

Для измерения расхода входной патрубок ПМРА-II располагается в таком положении сечения расширения трубы, которое обеспечивает диапазон скоростей потока, для которого была получена зависимость значений скорости релаксации $(T_{2Эфф})^{-1} = (T_{2o})^{-1} + (\tau)^{-1}$, (где $T_{2Эфф}$ – измеряемое время релаксации потока; T_{2o} - время релаксации неподвижной жидкости; τ – время пребывания жидкости в объеме катушки датчика) от скорости потока v, м/с (рис. 5) или расхода Q, л/час (рис. 6) для 25 и 90%-й эмульсий и чистой воды. Значения V и Q определяются по формулам:

$$v = K_C S[(T_{2o})^{-1} + (\tau)^{-1}]/KS_Д\,, \tag{16}$$

$$Q = K_C S[(T_{2o})^{-1} + (\tau)^{-1}], \tag{17}$$

где $K = S/S_Д$ – коэффициент редукции; $S_Д$ и S– площади сечений трубки датчика ЯМР и трубы (на уровне положения патрубка в коническом расширении измерительной трубы); K_C–коэффициент в зависимости $Q_Д = K_C S_Д (T_{2Эфф})^{-1}$, зависящий от состава.

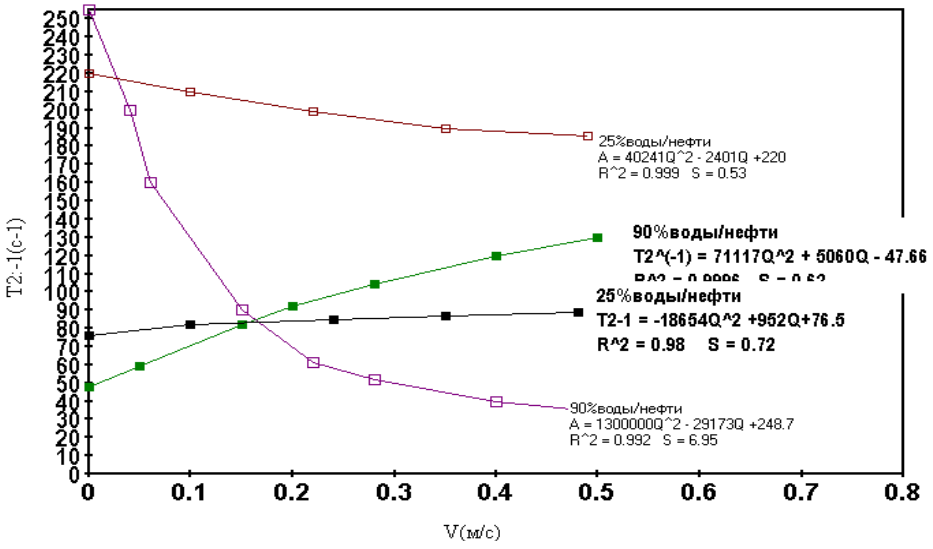


Рис. 5. Зависимости $(T_{2Эфф})^{-1} = (T_{2o})^{-1} + (\tau)^{-1}$ от скорости v потока

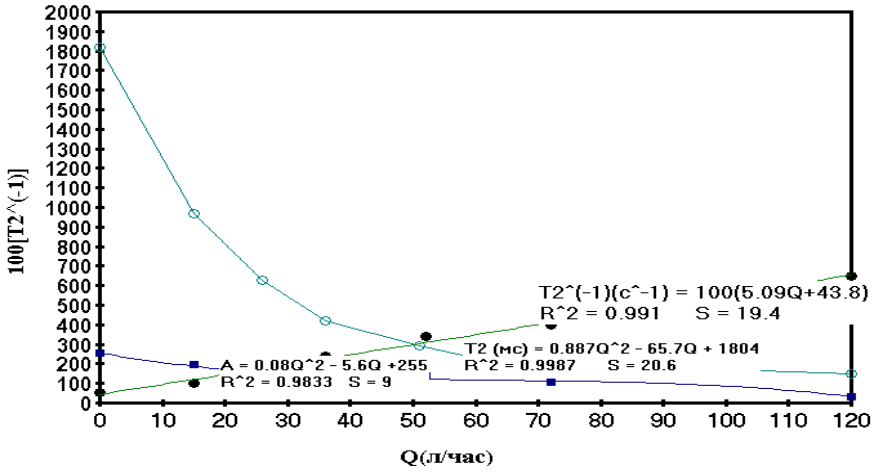


Рис. 6. Зависимости $(T_{2Эфф})^{-1} = (T_{2o})^{-1} + (\tau)^{-1}$ от расхода Q потока

Расход Q_i (и соответственно скорости v_i) отдельных компонент жидкости определяют по формуле

$$Q_i = Q \cdot P_i \ , \qquad (18)$$

где P_i – концентрация i-й компоненты смеси, определяемой по методике КПМГ.

Объемное содержание газа $G^{ЯМР}$ определяется по формуле

$$G^{ЯМР} = (A_0 - A_G) / A_0 \ , \qquad (19)$$

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

Определение концентрации воды осуществляется по способу, предлагаемому в патентах [58, 59] по временам спин-спиновой релаксации $T_{2В}$, $T_{2Н}$ и T_2* на начальных участках огибающих эхо, включающих все экспоненциальные компоненты фаз. Влажность определяется по формуле

$$W = T_{2в}(T_2^* - T_{2н})100\% / T_2^*(T_{2в} - T_{2н}). \qquad (20)$$

Плотность нефти $\rho_Н$ в диапазоне 700–1100 кг/м^3 по предлагаемому способу методом импульсного ПМР можно определять в соответствии с полученными корреляциями между $\rho_Н$ и временами релаксации нефти $T_{1Н}$,$T_{2Н}$. Зависимости $\rho_Н(T_{1Н})$ и $\rho_Н(T_{2Н})$ можно аппроксимировать полиномами второй степени с коэффициентами регрессии $R^2 = 0{,}9587$ и $R^2 = 0{,}9554$ уравнениями:

$$\rho_Н = 896{,}7 - 18{,}557(T_{1Н}) - 130{,}8(T_{1Н})^2 \quad \text{для } \rho_Н = 700–900 \text{ кг/м}^3 , \qquad (21)$$

$$\rho_Н = 1089{,}3 - 9801(T_{1Н}) + 112963(T_{1Н})^2 \quad \text{для } \rho_Н = 900–1000 \text{ кг/м}^3 . \qquad (22)$$

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

$$\rho_Н = 877{,}1 + 7{,}27(T_{2Н}) - 260{,}1(T_{2Н})^2 \quad \text{для } \rho_Н = 700–900 \text{ кг/м}^3 , \qquad (23)$$

$$\rho_Н = 1120{,}4 - 7399{,}5(T_{2Н}) + 63085(T_{2Н})^2 \quad \text{для } \rho_Н = 900–1000 \text{ кг/м}^3 . \qquad (24)$$

Моделирование процесса измерения параметров скважинной жидкости в программном пакете LabView

Программа измерения параметров, построенная с применением программного пакета *LabView*, позволяет в СКЖ определять: измеряемое время релаксации потока ($T_{2Эфф}$); скорость потока *v* и расход *Q*; концентрацию воды и нефти; концентрацию газа; плотность нефти, плотности нефти $\rho^t_Н$ и воды $\rho^t_В$ в зависимости от температуры. Структурная схема вычисления параметров СКЖ, например влажности и плотности, в пакете *LabView* по результатам измерений ЯМР параметров проточным анализатором ЯМРА-II имеет вид, показанный на рис. 7. Общий результат измерений высвечивается на интерфейсе на экране монитора. Результаты могут быть использованы в технологиях нефтедобычи и подготовки скважинной жидкости, где требуются системы автоматического управления, основанные на проточном экспресс-анализе количества и качества продукции скважин.

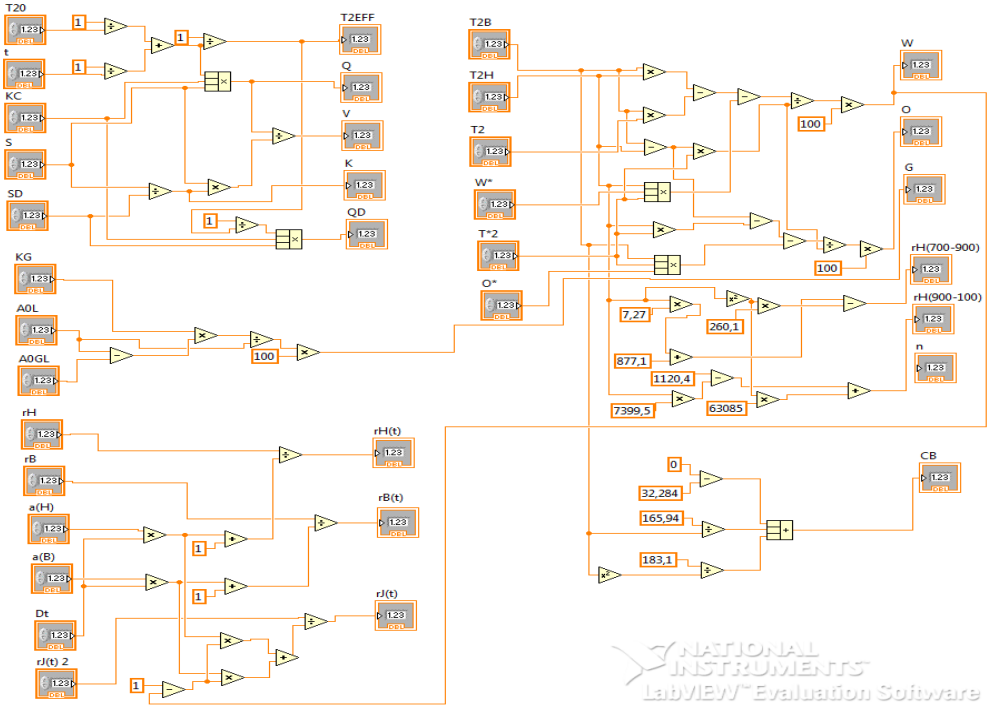


Рис.7. Структурная схема измерения параметров СКЖ

Заключение

Способы, устройства и модель измерения ФХС СКЖ с помощью проточных ПМР-анализаторов по патентам [18–21] обладают следующими преимуществами:

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

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

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

4. Расход в трубе осуществляется предварительным определением влажности *W*, выбором из базы данных ЭВМ зависимости скорости релаксации от потока,

соответствующей данной *W,* измерением эффективного времени релаксации, которые могут быть измерены с большей точностью, чем фаза и амплитуда сигнала и определение скорости потока по скорости релаксации.

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

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

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

Литература

1. ГОСТ Р 8.575-2004 Масса нефти и нефтепродуктов. Общие требования к методикам выполнения измерений.

2. ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия.

3. Рекомендации по определению массы нефти при учетных операциях измерений количества и показателей качества нефти (Приказ Минэнерго №69 от 31.03.2005.

4. ГОСТ Р 8.615-2005 ГСИ. Измерения количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа. Общие метрологические и технические требования.

5. 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/...

6. Демьянов А.А. «О проблемах определения содержания воды при учете сырой нефти» Концепции, алгоритмы и и опыт учета энергоресурсов. 2004. http:www.teplopunkt.ru/ articles/0049_daa_nft.html).

7. J.J.Jiskoot. Considerations for crude oil sampling. //Control and Instrumentation. 1987. Т.19, №5, с.127-128.

8. Durand A.A., Marquez-Lucero M. Determining sealing flowrates in horizontal run pipes.// Chemical Engineering. March. 1998. P.128-134.

9. Золотов В.П., Коробов А.П. Анализ способов измерения расхода нефти в жидкой продукции скважины. // Нефтяное хозяйство. М.: Недра, 1972. №5.

10. Нурмухаметов Р.Р. Методики дискретного отбора проб сырой нефти и контроля распределения влагосодержания нефтив промысловом трубопроводе: автореф. дисс… канд.техн.наук», Казанский национально-исследовательский технический университет (КНИТУ-КАИ), 2016.

11. Кашаев Р.С., Стромкий В.А. Всесоюзное научное совещание по влагометрии нефти. //Сборник тезисов. Саратов: Саратовнефтегаз, 1988. С.15.

13. Hahn E.L. J.Geograph.Res. 65 (1960) 776.

14. Suryan G. // Proc.Indian.Acad. Sci.A33 (1951) 107.

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

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

17. Способ измерения влажности нефти и нефтепродуктов. Заявка 95117256 / 25 РФ / Кашаев Р.С., Темников А.Н., Идиатуллин З.Ш. / заявл. 10.12.1995; опубл. 10.10 1997. Бюл. №28.

18. Устройство для измерения состава и расхода многокомпонентных жидкостей методом ЯМР:/ Пат. 74710 РФ Кашаев Р.С., Темников А.Н., Идиятуллин З.Ш., Даутов И.Р. заявл. 27.12.2007, опубл. 10.07.2008. Бюл. №19.

19. Способ оперативного контроля качества нефти и нефтепродуктов: Пат. 2519496 РФ / Кашаев Р.С., Темников А.Н., Идиятуллин З.Ш.; заявл. 24.12.2012;опубл.10.06.2014. Бюл. № 16.

20. Устройство для измерения состава и расхода многокомпонентных жидкостей методом ядерного магнитного резонанса: Пат. 2544360 РФ / Кашаев Р.С., Темников А.Н., Идиятуллин З.Ш.; заявл. 04.12.2013; опубл. 20.03.2015. Бюл. № 8.

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

Авторы публикации

Кашаев Рустем Султанхамитович – профессор, д.т.н., профессор кафедры «Приборостроение и мехатроника» (ПМ) Казанского государственного энергетического университета (КГЭУ). E-mail: kashaev2007@yandex.ru.

Козелков Олег Владимирович **–** доцент, к.т.н., заведующий кафедрой «Приборостроение и мехатроника» (ПМ) Казанского государственного энергетического университета (КГЭУ). E-mail: ok.1972@list.ru

Кубанго Баба Эдуардо, магистр, соискатель кафедры «Приборостроение и мехатроника» (ПМ) Казанского государственного энергетического университета (КГЭУ). E-mail: bemk10@mail.ru.

References

1. GOST R 8.575-2004 Mass of oil and oil-products. General requests to measurement methods.

2. GOST R 51858-2002 Oil. General technical conditions.

3. Recommendations on determination of oil mass at stock-taking operations using system of quantity and quality indices measurements (Order of Minenergo №69 of 31.03.2005.

4. GOST R 8.615-2005 GSI. Measurement of extracting from depth oil and oil gas quantity. General metrologic and technical requests.

5. Toski E., Hanssen B.V., Smith D. Schlumberger, 3 Phase Measurements, Bergen, Norge, B.Teuveny, Schlumberger, Cambridge, Great Britain. Evolution of multiphase flows measurements and their influence on exploitation control. // Information resourse. Oil capital.ru. 2003 г. www.oilcapital.ru/ edition/technik/ ..

6. Demiyanov A.A. «About problems of water content determination at stock-taking of crude oil» Conceptions, algorithms and experience of calculating of energy resourses. 2004. http:www.teplopunkt.ru/ articles/0049_daa_nft.html)

7. J.J.Jiskoot. Considerations of crude oil sampling//Control and Instrumentation. 1987. V.19, №5, p.127.

8. Durand A.A., Marquez-Lucero M. Determining sealing flowrates in horizontal run pipes.// Chemical Engineering. March. 1998. P.128-134.

9. Zolotov V.P., Korobov A.P. Analysis of ways for quantity of oil and bore-hole liquid measuremen// Oil management. M.: Nedra. 1972. №5.

10. Nurmuchametov R.R. Thesis. dr. tech. sci., «Methods of discrete selection of crude oil test and control of water in oil distribution in oil-mining pipeline», KNITU-KAI, 2016.

11. Kashaev R.S., Stromsky V.A. Allunion sci. conference on oil in water measurement// Abstracts colection. Saratov: Saratovoilgas, 1988, p.15.

13. Hahn E.L. J.Geograph.Res. 65 (1960) 776.

14. Suryan G. // Proc.Indian.Acad. Sci.A33 (1951) 107.

15. Gernovoi A.I., Latyshev G.D. Nuclear magnetic resonance in flowing liquid. Atomizdat. 1964 p. 25, 26.

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

17. Kashaev R.S., Temnikov A.N., Idiatullin Z.Sh. Method of water measurement in crude oil and oil-products.// Bulletin of inventions RF. 1997, №28. Claim on patent # 95117256/ 25, 10.12.1995.

18. Kashaev R.S., Temnikov A.N., Idiatullin Z.Sh., Dautov I.R. Device for measurenet of components and quantity of multi component liquids by NMR method./ Patent RF №74710. 10.07.2008 г.

19. Kashaev R.S., Temnikov A.N., Idiatullin Z.Sh. Method of oprative control of oil and oil=products qualitive control. Patent RF №2519496 C1.2014. /Bull. №16.

20. Kashaev R.S., Temnikov A.N., Idiatullin Z.Sh. Device for measurenet of components and quantity of multi component liquids by nuclear magnetic resonance method./ Patent RF № 2544360./ 2015. Bull. № 8.

21.Kashaev R.S. Devices and мethods of NMR-analysis of oil disperce systems. Lambert Academic Publishing. 2012. -91 p.

Authors of the publication

Kashaev Rustem SultanHamit, professor, dr.tech.sci., chair «Instrument-making and machatronoks», FGBOU VO «KPEU», E-mail kashaev2007@yandex.ru

Kozelkov Oleg Vladimirovich Ph.D., assistant professor, head of department « Instrument making and mechatronics », FGBOU VO «KPEU», E-mail ok.1972@list.ru

Kubango Baba Eduardo magistr, chair «Instrument-making and machatronoks», FGBOU VO «KPEU», E-mail bemk10@mail.ru

Поступила в редакцию ***27 декабря 2016 г.***