

DOI: 10.17122/ntj-oil-2018-6-60-71

УДК 534.2:621.391:622.276

С.А. Баталов, В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский, Р.Р. Хузин

(ГАНУ «Институт стратегических исследований Республики Башкортостан», г. Уфа, Российская Федерация)

## УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ГЛУБИННЫХ РАСХОДОМЕРОВ С ЦЕЛЮ ПОВЫШЕНИЯ ТОЧНОСТИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Sergey A. Batalov, Vadim Ye. Andreev, Gennadiy S. Dubinskiy,  
Rinat R. Khuzin (Institute of Strategic Researches of Republic of Bashkortostan,  
State Autonomous Scientific Department, Ufa, Russian Federation)

### IMPROVEMENT OF DOWNHOLE FLOWMETERS TO INCREASE THE GEOPHYSICAL RESEARCHES ACCURACY

#### Введение

Решение проблемы многофазной расходомерии является одной из важнейших задач при добыче нефти. В статье рассматривается метод повышения точности измерения расхода скважинных потоков жидкостей на основе турбинных датчиков за счет различных видов их совершенствования.

#### Цели и задачи

Повышение точности глубинной расходомерии на основе масштабирования диапазона преобразования в цифровом промежуточном преобразователе датчика при регулировании его порога чувствительности.

#### Методы

Системотехника, теория погрешностей и метрологическое обеспечение многофазной расходомерии.

#### Результаты

Показано, что при конструктивном совершенствовании устанавливается возможность измерения интегральных профилей потоков с регулированием порога чувствительности расхода  $\leq 0,1 \text{ м}^3/\text{ч}$ .

#### Background

Solving the problem of multiphase flow metering is one of the most important tasks in oil production. In article the method for improving the accuracy of downhole fluid flow rate measurement on the basis of turbine sensors by means of different types of its modernization is considered.

#### Aims and Objectives

Improving the downhole consumption accuracy based on the conversion range scaling in the digital intermediate transducer of the sensor while adjusting its sensitivity threshold.

#### Methods

System Technician, Theory Errors and Metrology Securing of Multifase Flowmetering.

#### Results

It is shown that with constructive improvement, it is possible to measure the integral flow profiles with regulation of the sensitivity threshold of the flow rate  $\leq 0.1 \text{ m}^3 / \text{h}$ .

Масштабирование диапазона преобразования от 1 до 100 м<sup>3</sup>/ч и более осуществляется манипуляцией весов их кодов в цифровом промежуточном преобразователе датчика. При суммарной погрешности датчика ≤ 0,1 % можно контролировать только величины квантов расходов ≈ 3 м<sup>3</sup>/ч.

При использовании более точной наземной расходомерии закачиваемых жидкостей на устье нагнетательной скважины с погрешностью ≤ 0,04 % можно измерять глубинные расходы в зонах перфораций с погрешностью ≈ 0,06 %.

Такие исследования достаточны для контроля квантов расходов до 1 м<sup>3</sup>/ч и менее.

The scaling of the conversion range from 1 to 100 m<sup>3</sup> / h and more is accomplished by the manipulation of the weights of their codes in the digital intermediate transducer of the sensor. With a total error of the sensor of ≤ 0.1%, it is possible to control only the magnitudes of the consumption quanta ≈ 3 m<sup>3</sup> / h.

When using more accurate ground flow measurements of injected fluids at the mouth of an injection well with an error ≤ 0.04%, it is possible to measure depth charges in the perforated zones with an error ≈ 0.06%.

Such studies are sufficient to control expenditure quanta to 1 m<sup>3</sup> / h and less.

---

---

**Ключевые слова:** геофизические исследования, скважина, турбинные датчики, масштабирование диапазона преобразования, погрешности датчика

**Key words:** geophysical surveys, well, turbine sensors, conversion range scaling, sensor errors

---

---

Основой оценки эффективности нефтедобычи являются параметры расходных характеристик объемных и массовых дебитов в составных процессах сбора, подготовки и их транспортировки [1, 2]. К наиболее сложным условиям определения расходных характеристик относятся промыслово-геофизические исследования скважин [3] в непрерывном режиме нефтевытеснения из продуктивных пластов с учетом комплексов физико-химических и гидродинамических методов воздействия на них [4, 5]. Основой физической реализуемости технологий нефтевытеснения является система нефтеизвлечения с контролируемыми дебитами нагнетательных и добывающих скважин [3, 6] на основе телеизмерительных систем [7] в составе геофизических измерительных сетей [8].

Для более полной выработки продуктивных пластов и решения проблем экологии разработана *метатехнология сланцевых уг-*

*леводородов* [9, 10]. Она обеспечивает в координатно-разрывных управлениях пластами своевременную изоляцию непродуктивных их участков, а также прорыва участков пластов с наземной поверхностью и водоемами. Это обеспечивается только с выработкой и контролем параметров расходов жидкостей, закачиваемых в пласт в диапазоне от 1 до 100 м<sup>3</sup>/ч и выше.

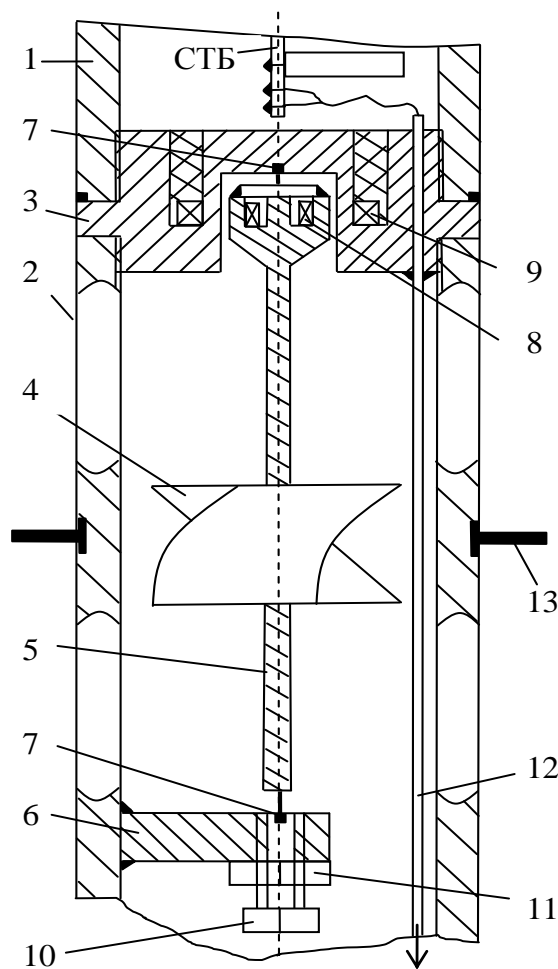
Повышенные требования к точности исследований обусловлены необходимостью контроля малых значений квантов расходов ( $\Delta Q_{кв} \approx 1 \text{ м}^3/\text{ч}$ ) в пространственно-временных промежутках действия скважин на уровне больших величин расходов в указанном диапазоне.

Применение ранее разработанной скважинной телеизмерительной системы [8] не отвечает указанным требованиям геофизических исследований по расходным параметрам.

В первую очередь, это обусловлено получением результатов измерений узкого диапазона расходомера от 20 до 100 м<sup>3</sup>/ч, а также недостаточно достижимого параметра порога чувствительности.

Данная работа является завершающей по исследованию геофизических параметров скважин [11] и связана с усовершенствованием датчика расхода (скорости потока) в его конструктивной и схемной реализации, а также в особенностях процесса градуирования.

Совершенствование конструкции датчика расхода. На рисунке 1 приведена конструкция расходомерного модуля в нижней части комплексного скважинного прибора СП. Во внутренней полости герметизируемого кожуха 1 размещены печатные платы СТБ. Применение сварного соединения герметизируемых кожуха 1 и переходника 3 обладает более высокими показателями надежности и долговечности по сравнению с используемыми разъемными соединениями на основе резиновых уплотнительных колец.



- 1 и 2 - герметизированный и охранный кожухи с прорезями СП;
- 3 - герметизируемый переходник;
- 4 - турбинка, размещенная на валу;
- 5, 6 - стойка крепления;
- 7 - подпятники со встроенными алмазными камнями;
- 8, 9 - роторная и статорная обмотки;
- 10 - регулируемый винт со стопорной гайкой 11;
- 12 - трубка;
- 13 - резиновая манжета;
- СТБ - скважинный телеметрический блок

К СТБ и переходнику 3

Рисунок 1. Конструкция расходомерного модуля СП

В ранее разработанной конструкции такого модуля ([11], рисунок 3) вертушка 4 была размещена напротив прорезей охранный кожуха 2, что было достаточно для исследований дифференциальных профилей притоков и приемистостей в водонагнетательных и нефтесобирающих скважинах соответственно.

Турбинный режим работы такого датчика расхода *ДР* осуществляется при спуско-подъемах *СП* вдоль глубинных щелей перфораций для определения непродуктивных слоев нефтяного пласта. Это необходимо для своевременного вывода действующих скважин на капитальный ремонт в ранних и промежуточных стадиях разработки нефтегазового месторождения.

При создании метатехнологии сланцевых углеводородов [9, 10] на поздних и завершающих стадиях разработки месторождений требуются глубинные измерения интегральных профилей притоков и приемистостей. Поэтому турбинка 4 в данном *ДР* размещена между верхним и нижним рядами прорезей кожуха 2. Причем, стойка 6 для второго упора вращающемуся валу 5 образована сварным соединением на кожухе 2 с целью повышения стабильности функционирования в отличие от предыдущей конструкции [11]. На концах вращающегося вала 6 вмонтированы игольчатые наконечники, которые упираются в подпятники со встроенными алмазными камнями 7. В утолщенном выводе вала размещена роторная обмотка 8 датчика, герметизация которой выполняется за счет пропайки фланца с его торца. Утолщенный вывод вала *ДР* помещен во внешнюю полость переходника 3 для снижения влияния свойств исследуемых потоков. Во внутреннюю полость переходника 3 вмонтирована статорная обмотка 9 датчика.

Для удобства регулировки и градуировки *ДР* нижний алмазный подпятник размещен в торце регулируемого винта 10 со стопорной гайкой 11 на стойке 6. При этом герметизация составных модулей комплексного *СП* между собой осуществляется за счет соединений между *СТБ* электрическими проводами через трубки 12.

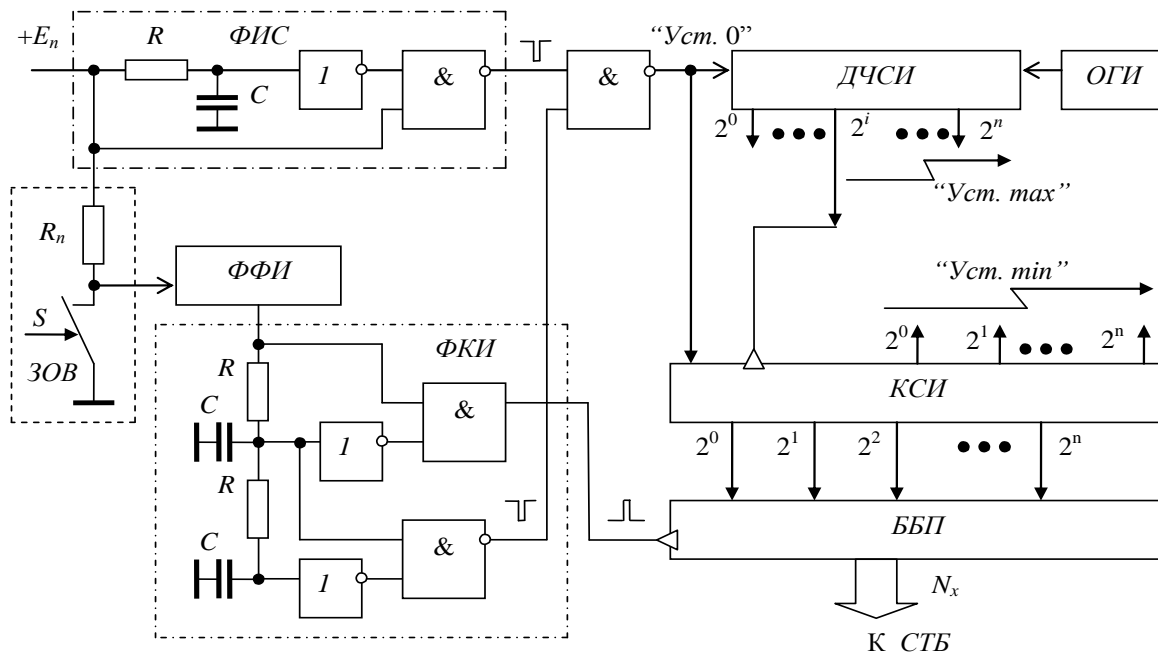
Для центрирования корпуса *СП* в стволе скважины и направления исследуемого потока жидкостей в локальную зону *ЧЭД* применяется резиновая манжета 13 как пакерующее устройство. Устройства *ДР* в комплексном *СП* реализуются с внешними диаметрами порядка 28-36 мм, что достаточно для предотвращения их застреваний в стволе вертикальных скважин. Но для исследований искривленных и наклонно-направленных скважин требуются диаметры *СП* порядка 26 мм и менее. Поэтому вместо статорной обмотки 9 был использован магнитоуправляемый геркон, а вместо роторной обмотки 8 - постоянный магнит в поперечном сечении утолщенной части вала 5 вращения.

Однако для получения требуемых показателей точности исследуемых расходов жидкостей требуется совершенствование не только конструктивной части *ДР*, но и его электрической схемы.

Разработка схемы датчика. В данном разделе рассматриваются результаты разработки схемы *ДР*, обеспечивающей регулировку чувствительности (вблизи «нуля») и изменение динамического диапазона функционирования.

В предшествующей реализации схемы [11] был использован метод преобразования количества импульсов в код ( $N_x$ ) за время опроса  $T_{оп} = 10$  с. Вследствие влияния скорости скольжения фазы источника информации (последовательностей импульсов с *ЧЭД*) относительно фазы опорного генератора импульсов погрешность от дискретности составляет более чем  $\delta_{диск} > 4\%$ .

Использование устройства фазовой автоподстройки частоты приводит к увеличению объема аппаратных трактов, габаритных размеров, снижению помехоустойчивости, а значит и к снижению надежности *ДР* из-за механических трясок и влияния температуры (до 80 °С и выше). Для снижения указанной погрешности от дискретности ( $\delta_{диск} \rightarrow 0$ ) был использован метод преобразования, основанный на схеме преобразования длительности периода вращения турбинки в цифровую развертку кода  $N_x$  (рисунок 2).



- $E_n$  - источник питающего напряжения;
- ЗОВ - задатчик оборотов вращения турбинки, включающий подпорочный резистор  $R_n$  в цепи магнитоуправляемого геркона  $S$ ;
- $R, C$  - времязадающая цепь;
- ФИС - формирователь импульсов сброса с логическими элементами НЕ и 2И-НЕ;
- ФКИ - формирователь коротких импульсов с логическими элементами НЕ, 2И, 2И-НЕ;
- ФФИ - формирователь фронтов импульсов;
- логический элемент 2И-НЕ с выходом «Уст. 0»;
- ДЧСИ - делитель частоты следования импульсов;
- ОГИ - опорный генератор импульсов;
- КСИ - кодирующий счетчик;
- ББП - блок буферной памяти;
- $N_x$  - цифровая развертка кодов информации

Рисунок 2. Блок-схема датчика скважинного расходомера

В представленной схеме основой логических элементов являются термостойкие цифровые интегральные микросхемы (ИМС) серии 564. Поэтому ОГИ реализован на основе инвертора НЕ, в цепи обратной связи которого подключен кварцевый резонатор с частотой 100 кГц. ДЧСИ с многоразрядными выходами реализован на основе

ИМС 564ИЕ16, а КСИ - на основе ИМС 564ИЕ11 в режиме вычитания. ББП (ИМС 564ИР6) служит для хранения в каждом цикле преобразования цифровые развертки преобразуемых кодов  $N_x$  с целью дальнейшей их передачи через СТБ в наземный телеметрический блок с последующим восстановлением информации в форме расходов.

При срабатывании магнитоуправляемого геркона  $S$  в  $ЗОВ$  возникают флуктуационные помехи из-за дребезга контактов, которые ликвидируются на основе  $\Phi\PhiИ$ . Использование  $\Phi\PhiИ$  в виде  $RS$ -триггера (или триггера Шмидта) позволяет дополнительно увеличить крутизну фронтов последовательности информационных импульсов.

Необходимым является соединение всех установочных входов  $КСИ$ , используемых для масштабирования преобразуемых диапазонов расходов («Уст. min») к нулевым шинам питания (в нулевое состояние) перед включением  $ДР$ .

В основе работы устройства  $ДР$  используется исходный сброс его аппаратурного тракта при каждом включении питания ( $E_n = 5$  В) за счет выработки  $\PhiИС$  короткого нулевого импульса с выхода на первый вход схемы сравнения ( $2И-НЕ$ ). При вращении турбинки расходомера в  $ЗОВ$  вырабатываются импульсы (от 1 до 100 Гц) под действием магнитоуправляемого геркона  $S$ . Эти импульсы поступают на вход  $\Phi\PhiИ$  для нормализации цифровой информационной последовательности.

Импульсный сигнал с  $\Phi\PhiИ$  поступает на первый вход элемента  $2И \Phi\PhiИ$ , а на второй его вход поступает инвертированный сигнал через задержку первичной  $RC$ -цепи. Поэтому вначале с выхода элемента  $2И$  формируется единичный сигнал записи в  $ББП$  циклично вырабатываемых цифровых кодируемых сигналов с  $КСИ$ . С помощью вторичной  $RC$ -цепи и инвертора  $НЕ$  на выходе элемента  $2И-НЕ$  вырабатывается короткий нулевой сигнал  $\Phi\PhiИ$ , обеспечивающий сброс  $ДЧСИ$  и  $КСИ$  в нулевое состояние через второй вход схемы сравнения ( $2И-НЕ$ ). После этого осуществляется кодирование временного интервала (паузы) импульсного сигнала в  $КСИ$  тактовыми импульсами с  $ДЧСИ$ , номер разрядного выхода тактирования которого определяется величиной опорной частоты с выхода  $ОГИ$ .

С приходом следующего сформированного в  $\Phi\PhiИ$  информационного импульса расходомера на выходе элемента  $2И$  вырабатывается выходной единичный сигнал  $\Phi\PhiИ$  для перезаписи информационного кода

$N_x$  с  $КСИ$  в  $ББП$ . После этого со второго выхода  $\Phi\PhiИ$  (с выхода  $2И-НЕ$ ) вырабатывается нулевой сигнал, который проходит через схему сравнения ( $2И-НЕ$ ) для сброса  $ДЧСИ$  и  $КСИ$ . После действия такого короткого импульса (порядка  $10$  нс) аналогично начинается второй цикл преобразования, т.е. второго информационного импульсного сигнала в цифровую развертку кода  $N_x$  в  $КСИ$  за счет изменяемых значений количества тактируемых опорных импульсов с  $ДЧСИ$  и т.д.

Перед переходом к этапу градуирования  $ДР$  выполняется перечень операций его предварительной настройки для установления соответствия изменений скорости вращения турбинки в изменение кода  $N_x$  с  $КСИ$  ( $ББП$ ). При этом количество информации (разрядных выходов  $КСИ$ ) выбирается порядка  $J \approx 8$  двоичных единиц / символ в соответствии величине погрешности преобразования  $\delta \approx 0,1$  %.

Для ежециклового заполнения  $КСИ$  требуется  $M = 256$  тактовых опорных импульсов. При этом учитывается, что диапазон частот вращения вертушки определяет диапазон цикловых преобразований (частоты опроса  $ДР$ )  $f_{ц} = 1-100$  Гц.

Верхнему значению диапазона частоты опроса  $ДР$  требуется реализация нулевых значений результатов кодирования в  $КСИ$  при тактовой частоте опорных импульсов с  $ДЧСИ$  величиной  $f_r = 256$  Гц. Это приводит к выбору номера разрядного выхода  $2^i$  с  $ДЧСИ$  при  $i = 7$  в условиях

$$f_r = 378 \text{ Гц} > f_{r, \text{допустим.}} = 256 \text{ Гц.}$$

С учетом нижнего граничного значения  $f_{ц} = 1$  Гц максимальное значение информативности  $КСИ$  составляет  $J = 9$  двоичных единиц / символ.

Исходя из этого для плавной регулировки нижнего значения диапазона преобразования ( $Q_n$  с минимальной величиной частоты опроса  $ДР$ ) в разрядном выходе  $i = 7$   $ДЧСИ$  дополнительно вводится делитель частоты следования импульсов (условно неучитанный на чертеже).

Его коэффициент деления находится в соотношении  $K = f_r / f_{r, \text{допустим.}}$  в реализации режима «Уст. min» с плавной регулировкой. Для плавной регулировки верхнего значения

диапазона преобразования ( $Q_B$  с повышенной частотой опроса  $ДР$ ) с необходимостью получения нулевого значения преобразования используется метод изменения веса кода на установочных входах  $КСИ$ .

Для реализации общей настройки  $ДР$  используется метод перенаправления струи потока воздуха в зону  $ЧЭД$  с переключаемыми минимально ( $v_{min}$ ) и максимально ( $v_{max}$ ) возможными скоростями потока (например воздуха от пылесоса).

При подаче потока воздуха на  $ЧЭД$  с минимальной скоростью ( $v_{min} = \text{const}$  для имитации минимального расхода  $Q_{min} = 1 \text{ м}^3/\text{ч}$ ) путем изменения положения регулируемого винта  $10$  со стопорной гайкой  $11$  (рисунок 1) можно выделить порог чувствительности (страгивания) вертушки  $4$  при фиксировании максимального значения веса кода  $N_{x,max}$ . Здесь индикация выполняется с выхода электронно-счетного устройства (условно неуказанного на чертеже) в десятичной форме представления, например, на основе блока дешифраторов (ИМС К176ИД1) с семисегментными индикаторами или Notebook. Проверка плавной регулировки осуществляется с помощью  $ДЧСИ$  в режиме «Уст. max».

Во второй операции в зону  $ЧЭД$  устанавливаются контролируемый поток с максимально возможной скоростью ( $v_{max} = \text{const}$  для имитации максимального расхода  $Q_{max} = 100 \text{ м}^3/\text{ч}$ ). В этом случае выполняются преобразование высокочастотных импульсов ( $f \rightarrow 100 \text{ Гц}$ ) с реализацией минимальных значений кодов  $N_{x,min}$  в  $КСИ$ . Здесь плавная регулировка осуществляется при изменении комбинаций нулевых и единичных уровней разрядных входов  $КСИ$  в режиме «Уст. min», начиная с младших весов кодов разверток. Данные операции повторяются для придания устойчивости вращения вертушки, а также повышения чувствительности и разрешающей способности  $ДР$ .

Таким образом, предварительная настройка  $ДР$  способствует переходу к выполнению этапа градуирования по исходным данным диапазонов преобразуемых параметров расходов жидкостей при заданных

показателях точности и разрешающей способности.

Особенность выполнения операций градуирования. В качестве метрологического стенда для градуирования  $ДР$  был использован метод перекачивания жидкостей с известным объемом из одного резервуара в другой.

В нитку соединительного трубопровода проталкивается  $СП$  с предварительно отрегулируемым модулем  $ДР$ .

При включении скважинной аппаратуры и запуске потока жидкости результаты градуирования получаются в следующей зависимости расхода  $Q$  от частоты  $F$  вращения турбинки:

$$Q = K_{an} F + b, \quad (1)$$

где  $K_{an}$  - аппаратный коэффициент расхода;

$b$  - пороговая чувствительность  $ДР$ , определяемая порогом срабатывания датчика ( $Q_{пор}$ ).

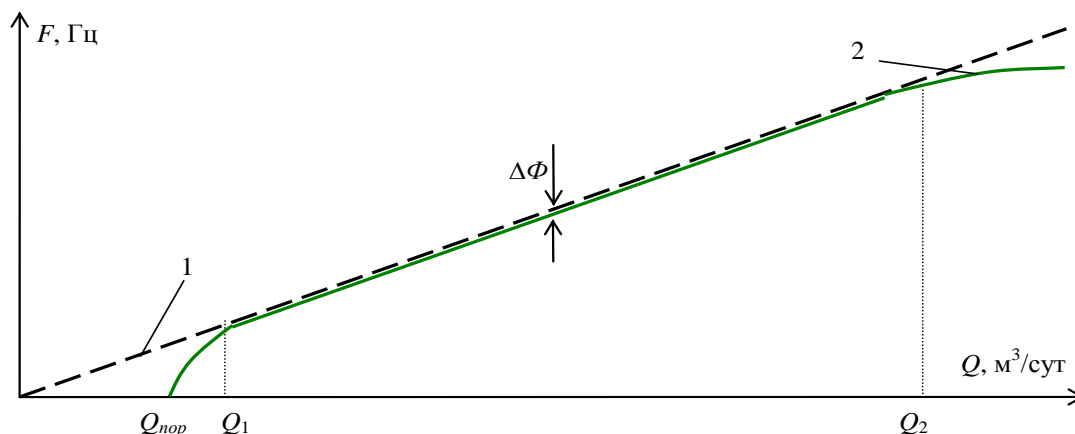
Интерпретацией выражения (1) является градуировочная характеристика  $ДР$ , как это представлено на рисунке 3.

При градуировании принимается во внимание, что датчик имеет ограничение по расходу жидкости как снизу ( $Q_1$ ), так и сверху ( $Q_2$ ).

Нижний порог ( $Q_{пор} \approx Q_1$ ) называется *порогом страгивания*, возникающим за счет трения оси турбинки в подпятниках  $7$  (рисунок 1).

При замене в подпятниках  $7$  подшипников на алмазные камни в паре с игольчатыми наконечниками вращающегося вала  $5$  устанавливается соотношение для порога страгивания  $Q_{пор} \approx Q_1 \rightarrow 0$ .

Поэтому можно пренебречь дополнительным тормозящим эффектом, возникающим при нарушении статической балансировки турбинки при исследованиях в горизонтальных и наклонно-направленных скважинах.



- 1 - функция преобразования идеального датчика;
- 2 - реальная градуировочная характеристика;
- $Q_{пор}$  - порог срабатывания датчика (начало вращения);
- $Q_1 \leq Q_{раб} \leq Q_2$  - диапазон рабочих расходов  $Q_{раб}$  датчика;
- $\Delta\Phi$  - отклонение реальной функции преобразования датчика от идеальной

Рисунок 3. Градуировочная характеристика расходомера

Верхняя граница рабочего диапазона  $Q_2$  определяется началом искажения линейной зависимости за счет эффекта «проскальзывания» скважинной жидкости мимо турбинки.

Вначале выполнения градуирования СП проталкивают во внутреннюю полость нитки трубопровода на расстоянии от коллектора ввода жидкости  $l \geq 1$  м.

При подаче в трубопровод потока жидкости с минимальным значением расхода ( $Q_1$ ) осуществляется плавная подстройка тактовой частоты КСИ с помощью ДЧСИ в режиме «Уст. max». Это осуществляется в условиях  $Q_1 \equiv N_{x.min}$  и подтверждается визуальной информацией электронно-счетного устройства. На втором шаге градуирования подается поток жидкости с максимальным значением расхода ( $Q_2$ ). Выполняется плавная регулировка на основе КСИ в режиме «Уст. min» с условием  $Q_2 \equiv N_{x.max}$ .

На третьем шаге второго цикла градуирования аналогично выполняются операции первого шага с установлением  $Q_1$  и рассогла-

сования  $\Delta N_{x.min}$  из-за влияния ранее выполненного второго шага градуирования. Поэтому вновь выполняется регулирование тактовой частоты на основе ДЧСИ в режиме «Уст. max» с условием  $Q_1 \equiv N_{x.min}$ .

Четвертый шаг градуирования выполняется аналогично второму с установлением  $Q_2$  и рассогласования  $\Delta N_{x.max}$ , обусловленного влиянием ранее выполненного третьего шага. Поэтому вновь выполняется регулирование на основе КСИ в режиме «Уст. min» с условием  $Q_2 \equiv N_{x.max}$ , чем заканчивается второй цикл градуирования.

После выполнения 6-8 рассмотренных циклов достигается условие  $\Delta N_x \rightarrow 0$  при значении погрешности преобразования

$$\delta_{пр} = (Q_i - Q_{раб}) \cdot 100\% / Q_i = 0,1 \%,$$

где  $i = 1, 2, 3$  - результаты измерений в начале, середине и конце рабочих диапазонов ДР.

Если данные условия не выполняются, то необходимо изъять СП из трубопровода,



изменить положение регулируемого винта 10 и стопорной гайки 11 для увеличения (уменьшения) требуемой чувствительности преобразования, чтобы продолжить дальнейшие циклы градуирования.

Основой анализа параметров точности ДР является оценка суммарной погрешности его преобразования в виде  $\delta_{\Sigma} = \delta_{\Delta} + \delta_{\eta}$ , где  $\delta_{\Delta} \rightarrow 0$  погрешность электронного первичного преобразователя ДР в реализации схемы, представленной на рисунке 2.

$\delta_{\eta} = \delta_{r\Sigma} + \delta_{c\Sigma}$  - погрешность первичного преобразователя расхода в совокупности суммарных погрешностей от гидродинамических факторов потока измеряемой жидкости ( $\delta_{r\Sigma}$ ) и вызванных моментами сопротивления ( $\delta_{c\Sigma} \rightarrow 0$ ). Последние обусловлены взаимодействием потока и ротора ДР, а также сопротивлением в опорах измерительной турбинки, коэффициента пакерирования СП, торможением от взаимодействия роторной и статорной обмоток.

Таким образом, основной составляющей ДР является  $\delta_{r\Sigma}$ , которую можно определить в соответствии с (1) при следующих допущениях.

В рабочем диапазоне измерений ДР пороговой чувствительностью  $b$  можно пренебречь. В соответствии со схемой, представленной на рисунке 1, режим исследований характеризуется вихревым характером потоков из прорезей 2 охранного кожуха СП на ЧЭД. Для проверки влияния степени турбулизации потока на показания ДР было опробовано два варианта исследований при одинаковых дебитах  $Q_{исс}$ . В первом варианте прорези 2 охранного кожуха СП были размещены непосредственно в зоне кавитации потока, т.е. непосредственно в коллекторе ввода жидкости из резервуара с дебитом  $Q_{исс}(1)$ . Во втором варианте модуль расходомера был размещен на середине участка соединительного трубопровода, характеризующегося ламинарным режимом движением потока с расходом  $Q_{исс}(2)$ .

Исходя из указанных первичных представлений степень стабилизации потока можно определить, оценив коэффициенты расхода  $K_{ан}(1)$  и  $K_{ан}(2)$  при разных эпюрах

скоростей и с учетом его составных параметров

$$K_{ан}(1) = F/S \cdot v_{cp} = R_T^2 / 2 \cdot T \cdot S,$$

где  $S$  - площадь поперечного сечения внутренней части охранного кожуха СП;

$v_{cp}$  - средняя скорость потока;

$R_T$  - радиус корпуса турбинного преобразователя;

$T$  - шаг винтовой нагрузки лопаток турбинки.

С учетом решения данного уравнения можно найти погрешность ДР в виде

$$\delta_{r\Sigma} = \{ [K_{ан}(1)/K_{ан}(2)] - 1 \} \cdot 100 \% \rightarrow 0,1.$$

Анализ погрешностей и линейность шкалы преобразования ДР (рисунок 3) указывают на возможность гибкого градуирования с целью повышения точности и разрешающей способности. Например на ранней стадии разработки залежи устанавливается возможность установки диапазона преобразования от 0,1 до 10,0 м<sup>3</sup>/ч, на промежуточной стадии разработки от 10,0 до 100,0 м<sup>3</sup>/ч, а на поздней и завершающей стадиях - от 0,1 до 100,0 м<sup>3</sup>/ч и выше при увеличении разрядности блоков КСИ и ББП.

Обсуждение результатов. Исходя из изложенного, следует, что к наиболее сложным геофизическим исследованиям относится контроль координатно-разрывных управлений продуктивным пластом [9, 10] на поздних и завершающих стадиях разработки месторождения. Для выработки залежи требуется точное определение квантов расходов при наиболее расширенном диапазоне преобразований. Кванты расходов закачиваемой воды через нагнетательные скважины для обычных пород-коллекторов составляют  $\Delta Q_{кв} \approx 3$  м<sup>3</sup>/час, что выполнимо с использованием рассматриваемого расходомера погружного типа. Но при повышении эффективности, связанной с полной выработкой пластов, требуется контроль дебитов в соотношении  $\Delta Q_{кв} \approx 1$  м<sup>3</sup>/ч. В этом случае принято использование метода пропорционального управления электроприводом наземного насосного оборудования и контроля потоков

вблизи устья скважин на основе стационарного  $ДР$  в трубопроводе с погрешностью преобразования  $\delta_{уст} \leq 0,04 \%$ . Тогда показания глубинного  $ДР$  можно идентифицировать с точностью  $\delta_{гп.с} \approx 0,06 \%$  и использовать в качестве вспомогательных данных при реализации режима реального времени гидромеханики вытеснения углеводородов из продуктивных пластов.

#### Выводы

Таким образом, с учетом изложенных особенностей разработки  $ДР$  можно привести следующие выводы.

1. Конструкция датчика (рисунок 1) с резиновой манжетой хотя и не может обеспечить полного перенаправления потока в зону ЧЭД, но ее наличие способствует проведению долговременных исследований (исчисляемых месяцами). В целях повышения точности измерений можно вместо резиновой манжеты использовать электромеханический пакер зонтичного типа, но только лишь в сопоставительных кратковременных исследованиях (порядка 10-16 ч) из-за низкой надежности. С другой стороны, повышение точности глубинной расходомерии можно обеспечить во временной синхронизации с наземной расходомерией.

2. Разработанная блок-схема обеспечивает повышение точности измерений за счет обратного метода преобразования длительностей информационных периодов следования импульсов от вращающейся турбины в код. Это приводит к устранению погрешности от дискретности результатов кодирования,

а также к возможности точного регулирования разрешающей способности датчика.

3. Метод градуирования  $ДР$  позволяет с заданной точностью масштабировать значения диапазонов расходов при решении задачи разработки месторождений углеводородов на различных их стадиях. В зависимости от вида продуктивного пласта и условий его залегания значения указанных диапазонов могут изменяться, что реализуется в гибких возможностях предложенного метода расходомерии.

4. Методические возможности предложенной технологии скважинной расходомерии способствуют выполнению метатехнологии сланцевых углеводородов. Это выполнимо с использованием данных наземной расходомерии закачиваемых жидкостей на устье нагнетательной скважины с заданной точностью. При синхронизации во времени наземных квантов расходов с регистрацией их фронтов поступления в призабойной зоне скважины можно идентифицировать глубинные расходы с более высокой точностью.

Такие измерения достаточны для контроля требуемых квантов расходов до  $1 \text{ м}^3/\text{ч}$  и менее в гидромеханике координатно-разрывных управлениях продуктивными пластами.

Примечательно, что данная технология может использоваться в физических экспериментах и технологических процессах различного назначения, характеризующихся высокими значениями давлений и температур.

#### Список литературы

1. Акимов В.Ф. Измерение расхода газонасыщенной нефти. М.: Недра, 1978. 199 с.
2. Баталов С.А. Автоматизация системного комплекса нефтепромысла по технико-экономическим показателям // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2010. № 7. С. 13-21.
3. Пат. 2230895 РФ, МКИ Е 21 В 43/20. Способ оптимизации нефтедобычи / С.А. Баталов. Открытия. Изобретения. 2004. № 17. 16 с.
4. Андреев В.Е., Дубинский Г.С., Котенев Ю.А., Пташко О.А., Мияссаров А.Ш., Хузин Р.Р., Хузин Н.И. Планирование и обоснование

#### References

1. Akimov V.F. *Izmerenie raskhoda gazonasysyshchennoi nefti* [Measurement Fluid Flow Gas-Satiation of Oil]. Moscow, Nedra Publ., 1978. 199 p. [in Russian].
2. Batalov S.A. Avtomatizatsiya sistemnogo kompleksa neftepromysla po tekhniko-ekonomicheskim pokazatelyam [Automation of System of Complex Oilfield Technical and Economic Parameters]. *Avtomatizatsiya, telemekhanizatsiya i svyaz' v neftyanoi promyshlennosti - Automation, Telemechanization and Communication in Oil Industry*, 2010, No. 7, pp. 13-21. [in Russian].
3. Batalov S.A. *Sposob optimizatsii neftedobychi*

технологии интенсификации притока в залежах высоковязких нефтей // Нефтегазовые технологии и новые материалы (проблемы и решения). Уфа: ООО «Монография», 2012. Вып. 1 (16). С. 91-93.

5. Андреев А.В., Дубинский Г.С., Мухаметшин В.В. Технологии интенсификации притока из сложно-построенных карбонатных пластов на основе кислотного воздействия. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2016. 182 с.

6. Batalov S.A. Modeling of the Initial Adjustment Parameters of Petroleum Recovery Control Systems. P. 1. Degrees of Detail and Formulation of Models of Vectors of Variables with Disturbances // *Chemical and Petroleum Engineering*. 2016. No. 52 (3). P. 231-236. DOI: 10.1007/s10556-016-0213-6. <http://link.springer.com/article/10.1007/s10556-016-0180-y>.

7. А.с. СССР № 1461892, МКИ Е 21 В 47/12. Способ приёма-передачи информации из скважины на поверхность / С.А. Баталов. Открытия. Изобретения. 1989. № 8.

8. Баталов С.А. Исследование геофизических параметров скважинными информационно-измерительными системами на возобновляющихся источниках // Приборы и техника эксперимента. 2005. № 3. С. 160-161.

9. Batalov S.A. Modeling of the Initial Adjustment Parameters of Petroleum Recovery Control Systems. P. 2. Determination of Limits on the Vectors of the State Variables and Disturbances // *Chemical and Petroleum Engineering*. 2016. No. 52 (7). P. 452-459. DOI: 10.1007/s10556-016-0213-6. <http://link.springer.com/article/10.1007/s10556-016-0213-6>.

10. Пат. 2628343 РФ, МКИ Е 21 В 43/20. Способ выработки пластов с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов / Баталов С.А., Андреев В.Е., Дубинский Г.С. и др. 2015126116, Заявлено 30.06.2015, Опубл. 16.08.2017. Бюл. 23.

11. Баталов С.А. Измерительно-вычислительные сети для геофизических исследований // Приборы и техника эксперимента. 2005. № 6. С. 104-109.

[Optimization Method of Oil Recovery]. Patent RF, No. 2230895, 2004. [in Russian].

4. Andreev V.Ye., Dubinskiy G.S., Kotenev Yu.A., Ptashko O.A., Miyassarov A.Sh., Khuzin R.R., Khuzin N.I. Planirovaniye i obosnovaniye tekhnologii intensifikatsii pritoka v zalezakh vysokovyazkikh neftey [Planning and Substantiation of Technologies for Oil Inflow Stimulation in High-Viscosity Oil Deposits]. *Neftgazovyye tekhnologii i novye materialy (problemy i resheniya)* [Oil and Gas Technologies and New Materials (Problems and Solutions)]. Ufa, ООО «Монография», 2012, Issue 1 (16), pp. 91-93. [in Russian].

5. Andreev A.V., Dubinskii G.S., Mukhametshin V.V. *Tekhnologii intensifikatsii pritoka iz slozhno-postroennykh karbonatnykh plastov na osnove kislotnogo vozdeistviya* [Acid-Based Technologies for Inflow Stimulation from Structurally Complex Carbonate Formations]. Ufa, USPTU Publ., 2016. 182 p. [in Russian].

6. Batalov S.A. Modeling of the Initial Adjustment Parameters of Petroleum Recovery Control Systems. P. 1. Degrees of Detail and Formulation of Models of Vectors of Variables with Disturbances. *Chemical and Petroleum Engineering*, 2016, No. 52 (3), pp. 231-236. DOI: 10.1007/s10556-016-0213-6. <http://link.springer.com/article/10.1007/s10556-016-0180-y>.

7. Batalov S.A. Sposob priemo-peredachi informatsii iz skvazhiny na poverkhnost'. [Method Reception and Transmit Information for Well at the Ground]. Author's Invention RF, No. 1461892, 1989. [in Russian].

8. Batalov S.A. Issledovanie geofizicheskikh parametrov skvazhinnyimi informatsionno-izmeritel'nymi sistemami na vozobnovlyayushchikhsya istochnikakh [Study of Geophysical Parameters by Well Information-Measuring Systems on Regenerative Sources]. *Pribory i tekhnika eksperimenta - Instruments and Experimental Techniques*, 2005, No. 3, pp. 160-161. [in Russian].

9. Batalov S.A. Modeling of the Initial Adjustment Parameters of Petroleum Recovery Control Systems. P. 2. Determination of Limits on the Vectors of the State Variables and Disturbances. *Chemical and Petroleum Engineering*, 2016, No. 52 (7), pp. 452-459. DOI: 10.1007/s10556-016-0213-6. <http://link.springer.com/article/10.1007/s10556-016-0213-6>. [in Russian].

10. Batalov S.A., Andreev V.Ye., Dubinskiy G.S. e.a. *Sposob vyrabotki plastov s trudnoizvlekaemymi zapasami uglevodorodov* [Method of Lays Development with Hard-To-Recover Hydrocarbon Reserves]. Patent RF, No. 2628343, 2015. [in Russian].

11. Batalov S.A. Izmeritel'no-vychislitel'nye seti dlya geofizicheskikh issledovaniy [Measuring and Calculate Net for Geophysical Investigation]. *Pribory i tekhnika eksperimenta - Instruments and Experimental Techniques*, 2005, No. 6, pp. 104-109. [in Russian].

**Авторы**

• Баталов Сергей Алексеевич, канд. техн. наук,  
доцент  
Государственное автономное научное  
учреждение «Институт стратегических  
исследований Республики Башкортостан»  
Ведущий научный сотрудник  
Российская Федерация, 450075, г. Уфа,  
пр. Октября, 129/3  
тел. (347) 284-36-95  
e-mail: geoavtsyst@mail.ru

• Андреев Вадим Евгеньевич, д-р техн. наук,  
профессор  
Государственное автономное научное  
учреждение «Институт стратегических  
исследований Республики Башкортостан»  
Руководитель Центра нефтегазовых технологий  
и новых материалов  
Российская Федерация, 450075, г. Уфа,  
пр. Октября, 129/3  
тел. (347) 235-77-19  
e-mail: ufanegr@anrb.ru

• Дубинский Геннадий Семенович, канд. техн.  
наук, доцент  
Государственное автономное научное  
учреждение «Институт стратегических  
исследований Республики Башкортостан»  
Ведущий научный сотрудник  
Российская Федерация, 450075, г. Уфа,  
пр. Октября, 129/3  
e-mail: intnm@ya.ru

• Хузин Ринат Раисович, д-р техн. наук,  
профессор  
Государственное автономное научное  
учреждение «Институт стратегических  
исследований Республики Башкортостан»  
Главный научный сотрудник  
Российская Федерация, 450075, г. Уфа,  
пр. Октября, 129/3  
e-mail: intnm@yandex.ru

**The Authors**

• Batalov Sergey A., Candidate of Engineering  
Sciences, Associate Professor  
Institute of Strategic Researches of the Republic  
of Bashkortostan, State Autonomous Scientific  
Department  
Leading Researcher  
129/3, October ave., Ufa, 450075,  
Russian Federation  
tel: (347) 284-36-95  
e-mail: geoavtsyst@mail.ru

• Andreev Vadim Ye., Doctor of Engineering  
Sciences, Professor  
Institute of Strategic Researches of the Republic  
of Bashkortostan, State Autonomous Scientific  
Department  
Head of the Center for Oil and Gas Technologies  
and New Materials  
129/3, October ave., Ufa, 450075,  
Russian Federation  
tel: (347) 235-77-19  
e-mail: ufanegr@anrb.ru

• Dubinskiy Gennadiy S., Candidate of Engineering  
Sciences, Associate Professor  
Institute of Strategic Researches of the Republic  
of Bashkortostan, State Autonomous Scientific  
Department  
Leading Researcher  
129/3, October ave., Ufa, 450075,  
Russian Federation  
e-mail: intnm@ya.ru

• Khuzin Rinat R., Doctor of Engineering  
Sciences, Professor  
Institute of Strategic Researches of the Republic  
of Bashkortostan, State Autonomous Scientific  
Department  
Chief Researcher  
129/3, October ave., Ufa, 450075,  
Russian Federation  
e-mail: intnm@yandex.ru