

УДК 550.832.6

## ТЕСТИРОВАНИЕ СКВАЖИННОЙ АППАРАТУРЫ НА СТЕНДЕ – КАК ОБЯЗАТЕЛЬНЫЙ ЭЛЕМЕНТ ИСПЫТАНИЯ ПРИ РАЗРАБОТКЕ И ПЕРЕДАЧЕ ЕЁ В ПРОИЗВОДСТВО

Валиуллин Р.А., Яруллин Р.К., Яруллин А.Р.<sup>1</sup>

*Башкирский государственный университет, ООО НПФ «ГеоТЭК», г. Уфа*

<sup>1</sup> e-mail: Y\_A\_R@mail.ru

***Аннотация.** Выявлены основные конструктивные и методические недостатки в применяемой скважинной аппаратуре, решение которых требует значительного объема экспериментальных исследований на специализированном гидродинамическом стенде. Приводится описание стенда, моделирующего скважинные условия характерные для наклонного и горизонтального ствола. Приводятся результаты тестирования специальной скважинной аппаратуры в условиях многофазного потока. Показана необходимость физического моделирования взаимодействия действующей и разрабатываемой скважинной аппаратуры с многофазным потоком на гидродинамическом стенде.*

***Ключевые слова:** горизонтальные скважины, скважинная аппаратура, многофазные потоки, фазовые расходы, контроль за разработкой месторождений*

Получение количественных характеристик работы скважины и пласта по результатам геофизических исследований всегда является важным и сложным. Особая сложность при решении данной задачи наблюдается в условиях многофазного состава добываемой продукции. Одним из путей решения этого вопроса является разработка специальной скважинной аппаратуры с распределенными датчиками, обеспечивающей сканирование физических полей в потоке флюида по сечению ствола скважины. В настоящий момент в отрасли работают несколько групп, разрабатывающих и предлагающих к внедрению многодатчиковую аппаратуры, обеспечивающую оценку состава флюида по сечению и измерение поля температуры и скорости потока. Переход на количественные параметры потока (фазовые скорости, профиль притока) осуществляется с применением специализированных алгоритмов обработки исходного сигнала. При этом, идентификация состава флюида выполняется по критериям, определенным в лабораторных условиях на стандартных флюидах, а оценка скорости потока – по результатам калибровки прибора на вертикальном стенде в чистой воде [1, 2].

Практика внедрения специализированной скважинной аппаратуры в производство при исследовании действующих горизонтальных скважин показала существенное расхождение заявленных параметров от фактических, наблюдаемых в реальных условиях. Как результат – существенное расхождение количественных параметров измеренных в стволе скважины и полученных устьевыми установками. В связи с этим, особенно важным на раннем этапе развития специализированной скважинной аппаратуры является вопрос о достоверности результатов сква-

жинных исследований и корректности работы алгоритмов обработки исходной информации.

Анализ мирового опыта показывает, что получение количественных параметров потока требует значительного объема экспериментальных исследований на специализированном гидродинамическом стенде, моделирующем скважинные условия при тестировании скважинной аппаратуры, для получения интерпретационных критериев и отладке алгоритмов обработки. В качестве примера можно привести скважинную аппаратуру FSI фирмы Шлюмберже, разработанную для исследования действующих горизонтальных скважин, которая прошла всестороннее тестирование на гидростенде [3].

Аналогичный стенд разработан и функционирует и в Башкирском государственном университете [4]. Стенд постоянно модернизируется и в настоящее время обеспечивает возможность работы с трехфазными потоками (вода, минеральное масло, газ) в широком диапазоне расходов и при различных углах наклона. Для тестирования аппаратуры в наклонной скважине разработан и изготовлен модуль с изменяемым углом наклона 0-90 град с возможностью моделирования одно, двух и трехфазного потока – рис. 1. Метрологические параметры стенда подтверждены сертификатом ГУП Метрологический центр «Урал-Гео».

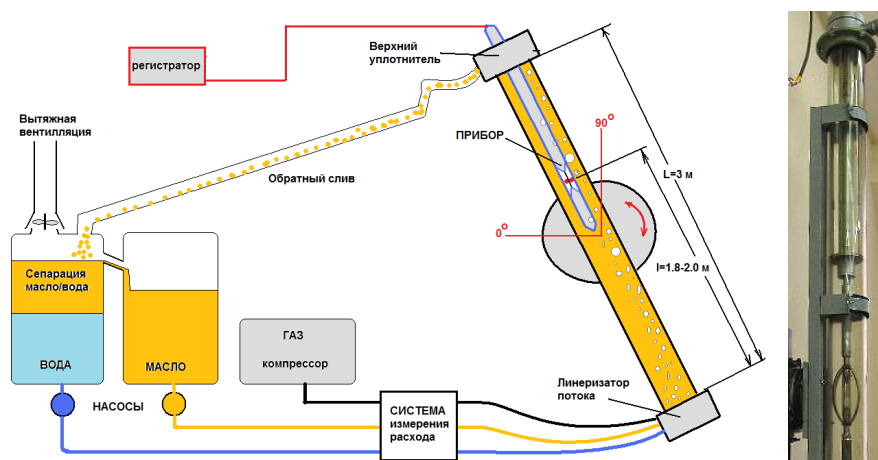


Рис. 1. Модуль многофазного гидростенда с переменным углом наклона ствола.

К настоящему времени на стенде прошли тестирование практически все отечественные разработки потокометрической скважинной аппаратуры, ориентированной на исследование добывающих горизонтальных скважин. Результаты тестирования показали, что проведение стендовых исследований прибора в многофазном потоке позволяет существенно улучшить эксплуатационные характеристики прибора до передачи его в производство, либо устранить допущенные конструкторские или методические промахи аппаратуры, не выявленные при традиционном испытании прибора в метрологическом центре.

В качестве примера можно привести комплекс испытаний, проведенный на гидростенде по доводке модуля механической расходомерии комплексного скважинного прибора ХХХ для работы в условиях низкодебитных скважин с многофазной продукцией.

Результаты промышленных исследований в горизонтальных и наклонно-направленных скважинах с двухфазной продукцией показали, что прибор не пригоден для выделения работающих интервалов с дебитом менее  $50 \text{ м}^3/\text{сут}$ . Основной мешающий фактор – высокий уровень флуктуации показаний механического расходомера, достигающий  $\pm 25 \text{ м}^3/\text{сут}$  в колонне диаметром 114 мм. Как рабочая версия столь высокого уровня шумов была выдвинута гипотеза о влиянии свободного газа на работу турбинки. Однако, результаты тестирования прибора на стенде в условиях одно и двух фазного потока, показали, что режим расслоенного течения, характерный для горизонтальных и наклонных скважин, не дает такого вклада в работу датчика расходомера. Более глубокий анализ работы прибора показал необходимость смены алгоритма обработки исходного сигнала, снимаемого с турбинки расходомера. Проведенная на программном уровне модернизация позволила значительно снизить уровень шумов и добиться разрешающей способности модуля РГД не хуже  $2 \text{ м}^3/\text{сут}$  в колонне с внутренним диаметром 150 мм без внесения изменений в конструкцию прибора. Исходные результаты тестирования прибора и результаты, полученные после модернизации, приведены на рис. 2.

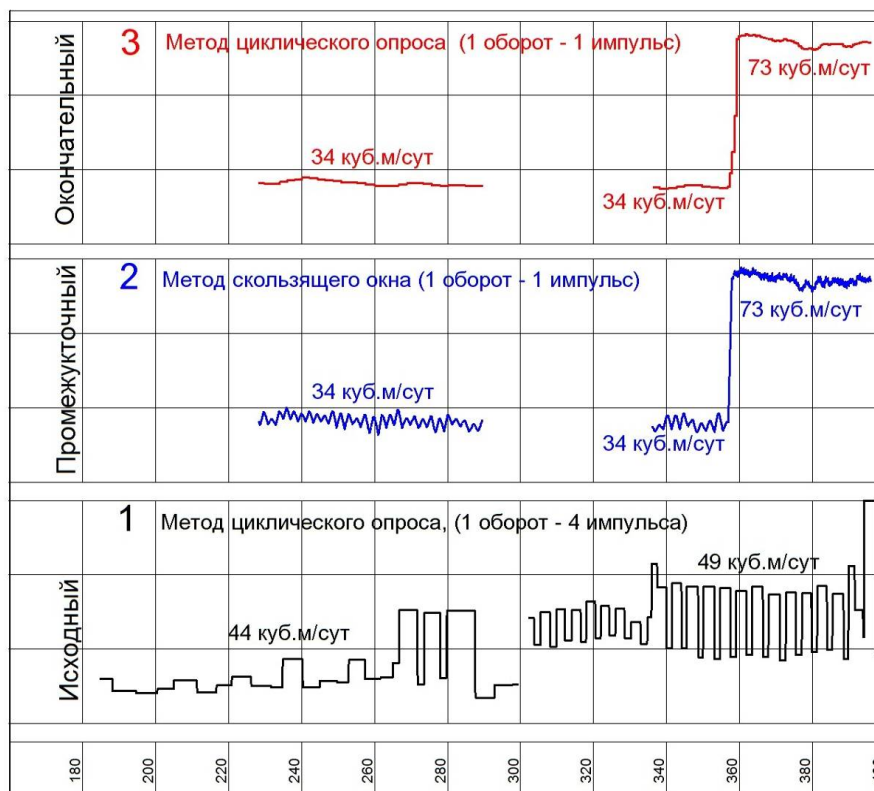


Рис. 2 Результат оценки уровня собственных шумов механического расходомера на стенде до и после модернизации

В ходе тестирования прибора ХХХ была выявлена и ещё одна особенность модуля РГД, приводящая к существенному расхождению результатов ГИС с промышленными данными. На рис. 3 приведены результаты градуировки механического расходомера, выполненные в воде и масле при различных углах наклона ствола скважины. Как видим, изменение свойств рабочего флюида при сохранении геометрических параметров прибора и стенда приводит к изменению коэффициента преобразования рабочей турбинки модуля РГД. Таким образом, надо признать, что заявленные в паспорте прибора метрологические параметры модуля расходомера относятся только к условиям градуировки и не могут применяться в реальных скважинных условиях.

Еще сложнее ситуация в условиях смешанного потока вода+нефть или нефть+газ. Результаты тестирования прибора УУУ, диаметром 42 мм в НКТ с внутренним диаметром 63 мм (рис. 4 и 5) поставили под сомнение возможность получения количественных параметров смешанного потока с применением традиционного беспакерного расходомера. Несмотря на высокую скорость потока и турбулентный характер течения, реакция расходомера существенно зависит от соотношения фазовых расходов и угла наклона ствола скважины. При этом, итоговая реакция датчика может сопровождаться как увеличением счета, так и снижением.

На рис. 6 приведены результаты тестирования датчика СТИ промышленного скважинного прибора в однофазном потоке при различных расходах. Исследования выполнены на одиночном датчике и на датчике в составе скважинного прибора, который располагался в потоке на оси трубы диаметром 150 мм, ток питания датчика и состав флюида неизменны.

Традиционно считалось, что датчик СТИ в скважинной аппаратуре информативен при малых расходах до  $60 \text{ м}^3/\text{сут}$  и скоростях регистрации не превышающих 5-7 см/сек (до 200 м/час). В связи с этим, вводилось жесткое ограничение на скорость регистрации диаграмм СТИ. Кроме того, считалось, что функция преобразования датчика СТИ нелинейная и использование его для количественной интерпретации (построения профиля притока/поглощения) невозможно, даже для однофазной среды.

Как видим, функция преобразования канала СТИ в составе прибора оказалась практически линейной в диапазоне скоростей от 1 до 10 см/с ( $0.150 \text{ м}^3/\text{сут}$ ). Для сравнения, на этом же графике приведен результат калибровки датчика СТИ без прибора, который имеет явную нелинейность. Полученный результат объясняется изменением структуры потока за счет корпуса прибора и возникновением локальных вихрей в зоне датчика, существенно меняющих процесс теплообмена датчика со скважинной средой.

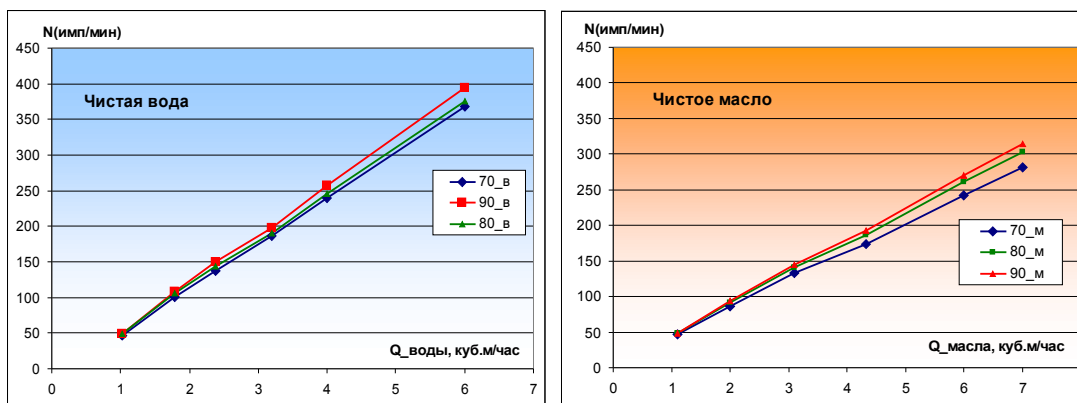


Рис.3. Влияние состава флюида на результат работы модуля РГД при различных углах наклона ствола скважины. Исследования выполнены в НКТ 2.5", шифр кривых – угол относительно горизонтали

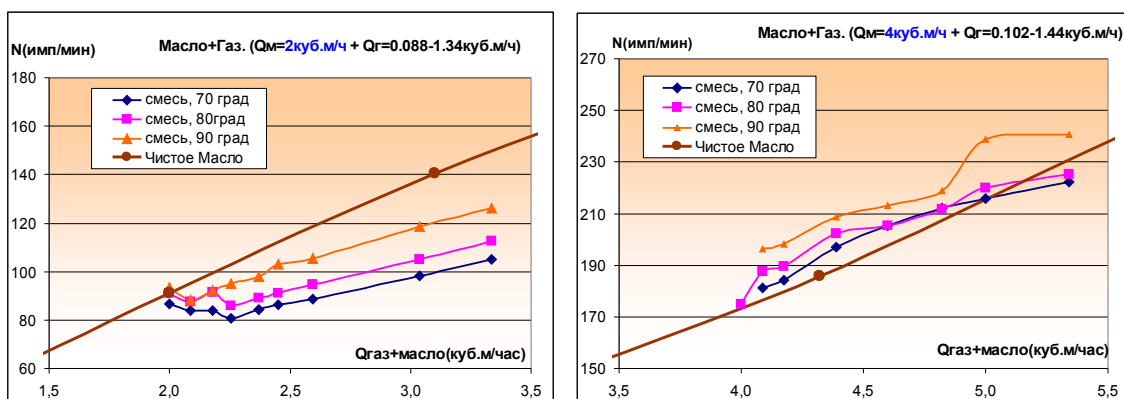


Рис. 4. Результаты тестирования механического расходомера в смешанном потоке масло + газ. Шифр кривых – угол наклона ствола скважины. Расход масла фиксирован, расход газа переменный

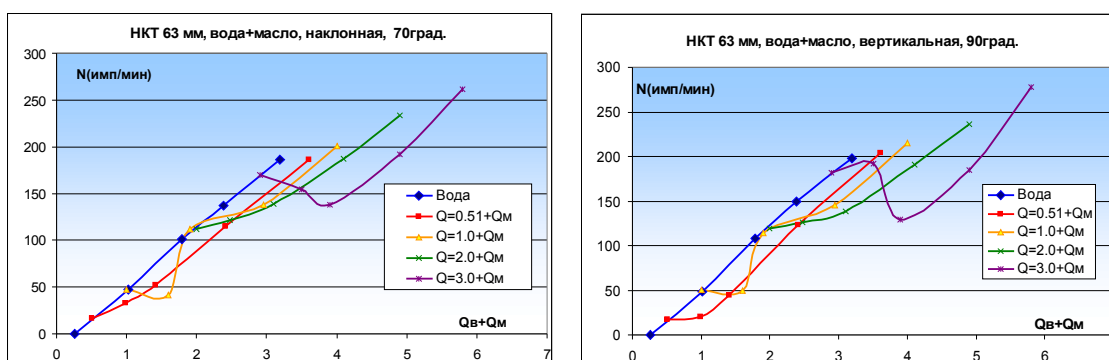


Рис.5. Результаты тестирования механического расходомера в смешанном потоке вода +масло при различных углах наклона. Шифр кривых – различное соотношение расходов

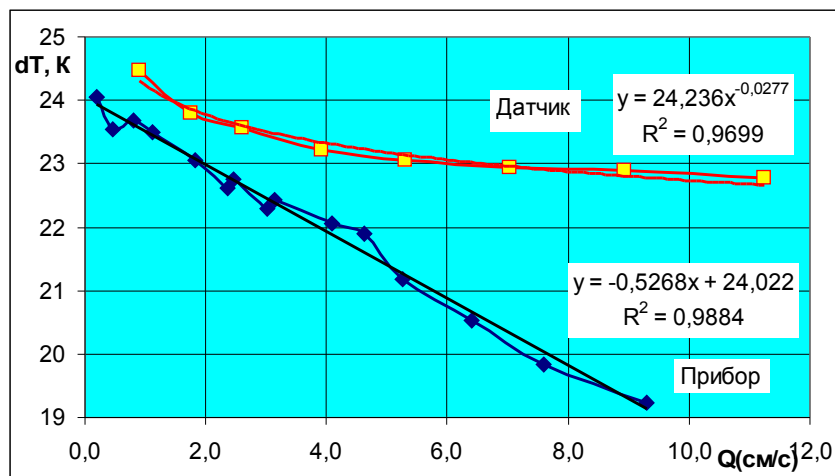
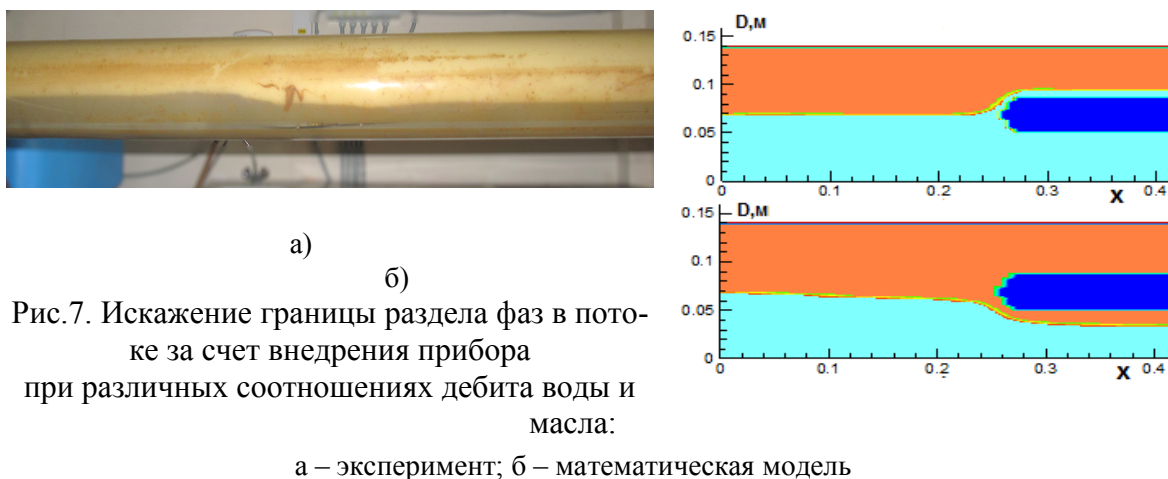


Рис. 6. Результаты исследования реакции одиночного датчика СТИ и в составе комплексного прибора на линейный однофазный поток

То, что скважинный прибор искажает режим течения наглядно видно на рис. 7. Исследования проведены в расслоенном потоке масла и воды, характерном для добывающих скважин с горизонтальным стволом. Введение скважинного прибора в установившийся расслоенный поток с четкой границей разделения фаз, приводит к существенному перераспределению потоков воды и масла и смещению границы раздела фаз относительно исходного положения в свободной трубе. Аналогичный результат получен и при математическом моделировании взаимодействия прибора с двухфазным расслоенным потоком. Моделирование выполнено совместно с Институтом механики Уфимского научного центра РАН (руководитель С.Ф.Урманчев).

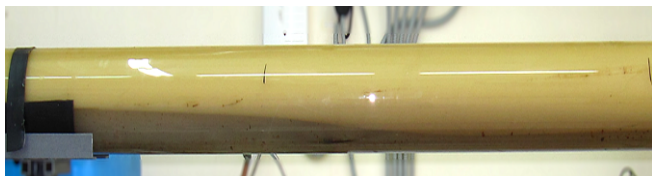


Строгая зависимость характера искажения потока в настоящий момент не установлена, однако, ясно, что эффект определяется конструкцией прибора, траекторией скважины и параметрами флюидов.

Современные обрабатывающие программы содержат модуль расчета содержания воды и нефти в сечении потока по данным распределенных датчиков состава, или, как принято в западной терминологии «water hold up». В дальнейшем этот показатель используется для расчета фазовых расходов. Корректное применение данного алгоритма возможно при условии, что распределенные датчики состава взаимодействуют с неискаженным потоком и влияние корпуса прибора отсутствует [5]. Однако, результаты исследований на стенде свидетельствуют об обратном. Для получения достоверных результатов необходимо экспериментальное изучение реакции скважинного прибора на смешанный поток при различных условиях. Это позволит эмпирически определить поправочные коэффициенты для применения в расчетных зависимостях.

На рис. 8 приведены результаты тестирования широко используемого в производстве скважинного прибора АГАТ КГ-42 СТВ-6 с шестью распределенными датчиками влагомера в смешанном потоке вода + масло. Исследования выполнены в вертикальной и наклонной трубе при различных соотношениях фазовых расходов, суммарный расход  $Q_{м+в} = 2 \text{ м}^3/\text{час}$ .

Как показали результаты визуального наблюдения, структура потока при заданных расходах и характеристиках используемого на стенде масла – преимущественно капельная. Если доля воды более 30 %, наблюдается хаотичное всплывание капель масла в водной фазе, при меньшем водосодержании – капли воды в потоке масла. Обработка данных с прибора выполнена с применением специального алгоритма в системе «Прайм» без учета влияния прибора на структуру потока и применением стандартных данных по калибровке датчиков состава. Как видим, результат работы алгоритма подтверждает тенденцию изменения фазовых расходов, но количественные параметры потока отличаются от истинных. Следовательно, прямое использование результатов калибровки прибора в воде и дизельном топливе выполненные на устье скважины или данных калибровки в метрологическом центре, но в баках с неподвижным флюидом, не обеспечивает точность воспроизведения истинного водосодержания в потоке.



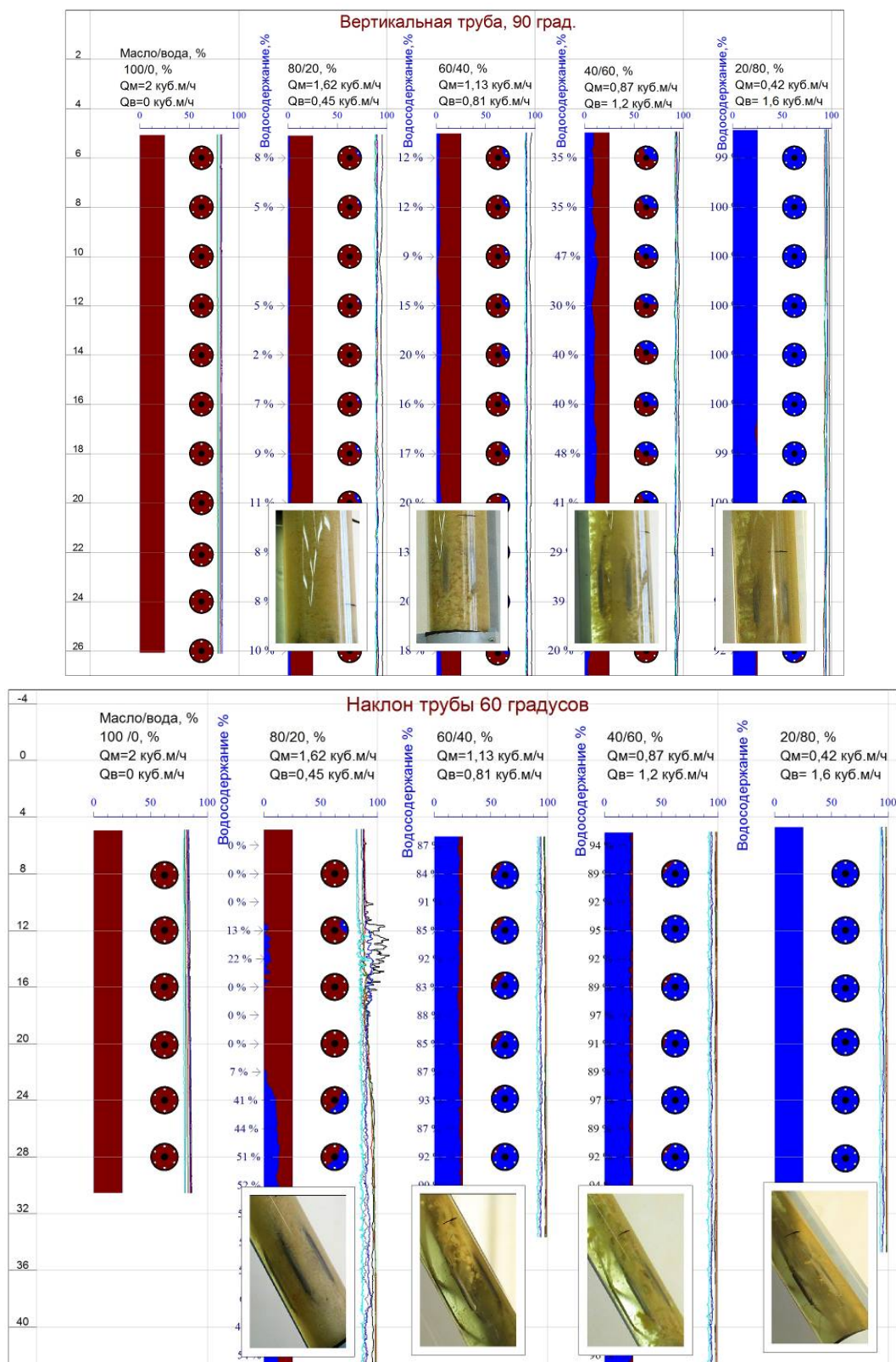


Рис. 8. Результаты обработки данных, полученных при тестировании комплексного прибора АГАТ КГ-42 СТВ-6 в смешанном потоке в вертикальной и наклонной трубе.



### Заключение

Результаты обширных исследований, выполненных на термогидродинамическом стенде в Башкирском государственном университете, показали необходимость физического моделирования взаимодействия действующей и разрабатываемой скважинной аппаратуры с многофазным потоком. Результаты тестирования приборов, в условиях максимально приближенных к скважинным, необходимы для оптимизации конструкции приборов и подбора коэффициентов преобразования датчиков, которые используются при обработке исходной информации с выходом на количественные параметры потока.

### Литература

1. Блюменцев А.М., Калистратов Г.А., Лобанков В.М., Цирульников В.П. Метрологическое обеспечение геофизических исследований скважин. М.: Недра, 1991. 266 с.
2. Лобанков В.М. Технология автоматизированной градуировки и калибровки скважинной геофизической аппаратуры // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2007. №11. С. 43 - 47.
3. Крис Ленн, Джон Каденхэд, Рэм Сандер, Владислав Ашууров. Новые разработки в области промыслового каротажа горизонтальных скважин / Официальный сайт компании «Шлюмберже» в России.  
URL: [http://www.slb.ru/userfiles/rew\\_production\\_logging.pdf](http://www.slb.ru/userfiles/rew_production_logging.pdf) (Дата обращения: 17.07.2012)
4. Яруллин Р.К. Гидродинамический стенд для исследования особенностей потоков в горизонтальных скважинах // Каротажник. Вып. 127. С. 118 - 123.
5. Валиуллин Р.А., Яруллин Р.К., Яруллин А.Р., Шако В.М., Паршин А.В. Разработка критериев выделения работающих интервалов в низкодебитных горизонтальных скважинах на основе физического эксперимента и скважинных исследований // Доклад SPE 136272 на Российской технической нефтегазовой конференции и выставке SPE по разведке и добыче. 26-28 октября 2010, ВВЦ Москва. DOI 10.2118/136272-RU