

## О вариантах решения проблемы измерения дебита жидкости на устье скважин в ОАО "Татнефть"

Чудин В.И., г. Бугульма, НПО "НТЭС",  
Самойлов В.В., г. Альметьевск, ОАО "Татнефть"

С внедрением в ОАО "Татнефть" новой схемы сбора продукции скважин возникают вопросы об учете.

Новая схема сбора продукции скважин предусматривает применение средств измерения дебита продукции на каждой скважине.

Поскольку на рынке средств измерений расхода нет предложений доступного по цене и надежности средства измерения дебита по отдельности всех составляющих компонентов продукции скважины (нефть, газ, вода), то в этом материале будут рассматриваться средства измерения расхода (дебита) только жидкости, входящей в состав продукции, поднимаемой из скважины.

Кроме того, исходя из условия применения средств измерения дебита ближе к устью скважины, а также исходя из соображений реальных затрат на их приобретение в массовом количестве, на их монтаж, на их обслуживание и т. д., в этом материале будут рассмотрены только малогабаритные средства измерения дебита жидкости, входящей в состав продукции скважины.

Очень важным в процессе выбора средства измерения дебита жидкости в продукции скважины становится вопрос, с какой точностью требуется выполнять измерение?

Если будет выбрана завышенная точность измерения, то это приведёт к неоправданно высокой стоимости средства измерения. Если же будет выбрана заниженная точность измерения, то это вызовет проблемы с анализом: процесса разработки месторождения, работы технологического оборудования по подъёму продукции из скважины, определения эффективности операций по повышению нефтеотдачи продуктивного пласта скважины и т. д.. К сожалению, обоснованного ответа на этот вопрос пока нет.

С начала 90<sup>х</sup> годов в ОАО "Татнефть" внедряется счетчик СКЖ. Этот счетчик пытаются применять для измерения дебита жидкости в составе газожидкостной смеси в самых разных условиях. В каких-то условиях он работает, не вызывая проблем, в других условиях вызывают сомнения заявленные метрологические параметры, а также иногда возникают проблемы с его работоспособностью.

Счетчик СКЖ, к сожалению, не является универсальным средством измерения дебита, поэтому не может охватить измерением всё разнообразие параметров продукции, добываемой из скважин ОАО "Татнефть". В табл. 1 мы попытались очертить область, в которой применение счетчика не должно вызывать проблем.

Таблица 1

Параметры	Показатели	Дополнительные комментарии
1. Расход (дебит), тонн в сутки	от $0,5 \times 10^{-3}$ до 120	Для скважин с дебитами свыше 120 тонн в сутки измерение счетчиком СКЖ возможно, если в составе с ним применять <b>делитель потока</b> . Делитель потока в НПО "НТЭС" создан, метрологические показатели делителя потока позволяют проводить деление газожидкостного потока с ошибкой не хуже $\pm 0,5$ %. Кроме того, возможен еще один вариант измерения расхода свыше 120 тонн в сутки с помощью счетчика СКЖ - это па-

		раллельное наращивание счетчиков в измерительной линии.
2. Давление в точке измерения, не более, МПа	4,0	
3. Давление насыщения нефти газом		Рабочее давление среды в точке измерения счетчиком СКЖ должно быть ниже величины давления насыщения нефти газом, т. е. должно выполняться условие частичной сепарации газа из нефти для обеспечения работоспособности счетчика. Например, давление насыщения нефти газом залежей 301 и 303 составляет около 0,6 Мпа. Как показала практика, измерение счетчиком жидкости этих скважин не представляет проблем в тех случаях, когда счетчик установлен в том месте, где рабочее давление среды менее 0,6 МПа.
4. Допускаемый предел изменения газового фактора, м <sup>3</sup> газа на тонну жидкости (при условии обеспечения скорости газожидкостной смеси в выходном сечении сопла не более 0,6 м/с)		Для категории фонда скважин в ОАО "Татнефть" верхний диапазон газового фактора с большим запасом обеспечивает работоспособность счетчика СКЖ. Нижний предел содержания свободного газа должен быть не менее 0,1 м <sup>3</sup> на 1 м <sup>3</sup> жидкости.
5. Обводненность		От 0 до 100 %, главным критерием является наличие свободного газа, минимальный предел которого должен быть не менее 0,1 м <sup>3</sup> на 1 м <sup>3</sup> жидкости.
6. Вязкость		При вязкости до 500 Сст подтверждены метрологические характеристики счетчика СКЖ (ошибка измерения не более ± 2 %. При вязкости до 1000 Сст работоспособность счетчика СКЖ не вызывает проблем, но исследование ошибки измерения не проводилось. При вязкости более 1000 Сст возникают проблемы с работоспособностью счетчика СКЖ.
7. Отложения АСП		Проблема работоспособности счетчика СКЖ из-за отложений АСП будет решена при применении более мощного нагревателя корпуса счетчика (в настоящее время 0,25 кВт), а также покрытия внутренней поверхности корпуса специальными материалами.
8. Содержание сероводорода в попутном нефтяном газе в % к объёму при давлении: § до 1,0 МПа § до 1,7 МПа § до 4.0 МПа	не более 8 не более 4 не более 0,02	Содержания сероводорода в продукции скважин ОАО "Татнефть" не вызывает проблем для обеспечения нормальной эксплуатации счетчика СКЖ.
9. Окружающая температура	от минус 40 до 75 °С	

Какие ещё приборы измерения дебита жидкости в составе продукции скважин могут быть применены на скважинах ОАО "Татнефть"?

Для ответа на этот вопрос условно распределим фонд эксплуатационных скважин на категории, отличающиеся друг от друга по дебиту, составу продукции и т. д.. Характеристика категорий фонда скважин представлена в табл. 2.

Таблица 2

Категории фонда скважин	Параметры продукции скважин				
	Дебит смеси, тонн в сутки	Вязкость, Сст	Наличие попутного газа и его состояние в смеси	Механические примеси	Проблема с АСПО
Категория 1	свыше 120	до 50	Попутный газ в растворенном и свободном состоянии	Есть	Нет
Категория 2	свыше 120	до 50	Попутный газ в растворенном и свободном состоянии	Есть	Есть
Категория 3	от 1 до 120	до 500	Попутный газ в растворенном и свободном состоянии	Есть	Нет
Категория 4	от 1 до 120	до 500	Попутный газ в растворенном и свободном состоянии	Есть	Есть
Категория 5	от 1 до 30	более 1000	Попутный газ полностью в растворённом состоянии, давление насыщения до 0,6 МПа	Есть	Нет
Категория 6	свыше 30	более 1000	Попутный газ полностью в растворённом состоянии, давление насыщения до 0,6 МПа	Есть	Нет
Категория 7	свыше 30	до 80	Отсутствие попутного газа, только его следы	Есть	Нет

Далее сделаем попытку выполнить анализ наиболее подходящих методов измерения дебита жидкости в составе продукции скважины (см. табл. 3).

Как видно, перечисленные в табл. 3 средства измерения расхода по своему принципу измерения можно квалифицировать на семь классов.

1. измерение скорости потока в сечении трубопровода;
2. камерные, в которых измеряемая среда заполняет фиксированный объём;
3. периодического взвешивания;
4. силовые или постоянного перепада давления;
5. обтекания;
6. переменного уровня;
7. тепловые.

Таблица 3

Методы и типы приборов измерения	Критерии выбора																					
	Измеряемый параметр	Загрязнённая жидкость со следами газа	Продукция скважин 1 и 2 <sup>ой</sup> категории	Продукция скважин 3 и 4 <sup>ой</sup> категории	Продукция скважин 5 <sup>ой</sup> категории	Продукция скважин 6 <sup>ой</sup> категории	Продукция скважин 7 <sup>ой</sup> категории	Влияние АСП отложений	Вязкая жидкость	Влияние на точность измерения изменения вязкости жидкости	Влияние свободного газа	Относительная погрешность измерения, %	Рабочий диапазон измерения	Число Рейнольдса или другие ограничения	Чувствительность к качеству установки	Требования к длине прямого участка до и после измерителя	Типичное вспомогательное оборудование	Стабильность характеристик	Стоимость			Затраты на эксплуатацию
																			приобретения	монтажа	обслуживания	
Круглая диафрагма с прямоугольной кромкой	Объём чистой жидкости	=	-	-	-	-	=	да	-	да	да	±(0,5÷3)	3:1	>10 000	В	10÷40D	Дренаж, вентильные блоки	Износ кромки	С	С	С	С
Труба Вентури	Объём чистой жидкости	+	-	-	-	-	=	да	-	да	да	±(0,5÷1,5)	3:1	>100 000	Н	После короче в 2÷9 раз, чем у диафрагмы	Так, как у диафрагмы	Хорошая	С	С	С	С
Сегментный клин	Объём чистой и загрязненной жидкости	+	-	-	=	=	=	да	+	да	да	±(0,5÷5)	3:1	>500	Н	5÷10D	Так, как у диафрагмы	Хорошая	С	С	С	С
Турбинные	Объём чистой и загрязненной жидкости	-	-	-	-	-	+	да	-	да	да	±(0,5÷6)	25:1	Нет	Н	5÷10D	Фильтр	Износ подшипника	С	С	С	С
Ультразвуковые доплеровские	Объём чистой и загрязненной жидкости	-	-	-	=	=	=	да	+	нет	да	±(1,5÷5)	20:1	Среда с частицами или пузырьками газа	В	5÷10D	Нет	Хорошо	В	С	С	С
Корреляционные	Объём чистой и загрязненной жидкости	-	-	-	=	=	=	да	+	нет	да	±(1,5÷5)	20:1	Среда с частицами или пузырьками газа	В	5÷10D	Нет	Хорошо	В	С	С	С
Кориолисовы	Масса чистой или загрязненной жидкости	-	-	-	-	-	-	да	+	нет	да	±(0,15÷2)	100:1	Нет	В	Нет	Нет	Хорошо	В	В	С	С
Тепловые	Масса чистой жидкости	-	-	-	=	=	=	да	+	нет	да	±(1,5÷5)	100:1	Нет	В	Компенсация по температуре	Нет	Хорошо	В	С	С	С
Периодического взвешивания, в том числе:																						
§ Счетчик СКЖ Камерные счетчики, в том числе:	Масса жидкости	-	+	+	=	=	=	да	до 500 Сст	нет	нет	±(2÷3)	120000:1	Нет	В	Нет	Нет	Хорошо	С	С	С	С
	Объём чистой жидкости	-	-	-	=	=	=	нет	до 10 000 Сст	нет	да	±(0,15÷2)	1000:1	Нет	Н	Нет	Фильтр	Хорошо	С	С	С	С
§ Лопастной счетчик § Лопастной счетчик + дроссель + лопастной счетчик	Объём чистой жидкости	+	+	+	+	+	+	нет	до 10 000 Сст	нет	нет	±(3÷6)	1000:1	Нет	В	Нет	Фильтр	Хорошо	В	С	С	С
Грузопоршневой, постоянного перепада давления	Объём чистой и загрязненной жидкости	-	-	-	=	=	=	да	до 1000 Сст	нет	да	±(3÷6)	100:1	Нет	В	Нет	Нет	Хорошо	Н	С	С	С
Щелевой расходомер	Объём чистой и загрязненной жидкости	+	+	+	=	=	=	да	до 80 Сст	да	нет	±(3÷6)	30:1	Ламинарный поток	В	Нет	Депульсатор	Хорошо	С	С	С	С

Условные обозначения: "+" – применение рекомендуется; "=" – применение ограничено, при наличии в потоке с жидкостью свободного и ли растворённого газа; "-" – применение не рекомендуется; "Н" – низкая; "С" – средняя; "В" – высокая; D – диаметр трубопровода.

Рассмотрим достоинства и недостатки каждого класса средства измерения (см. табл. 4).

Таблица 4

Принцип измерения расхода	Типы расходомеров	Достоинство	Недостаток
1. Измерение скорости потока в сечении трубопровода;	Диафрагма, сегментный клин, труба Вентури	Достаточно простое метрологическое обеспечение в процессе эксплуатации. Хорошо изученный метод измерения. Отсутствие подвижных элементов, следствием чего является высокая надежность.	Так как мерой расхода является произведение скорости потока на его сечение, то в случае изменения сечения: по причине отложений, неполного заполнения измеряемой средой, износа - приводит к большой ошибке измерения. Изменение вязкости и плотности измеряемой среды также вносит дополнительную погрешность при измерении. Возможно измерение только однофазных сред.
	Турбинные	Хорошо изученный метод измерения.	То же, что и для диафрагмы, сегментного клина и трубы Вентури.
	Ультразвуковые доплеровские и корреляционные	Отсутствие влияния на погрешность измерения расхода изменение вязкости и плотности измеряемого потока.	Так как мерой расхода является произведение скорости потока на его сечение, то в случае изменения размера сечения по разным причинам приведет к большой ошибке измерения. При измерении двухфазной среды мерой расхода будет служить расход смеси. Так как течение двухфазных сред происходит со скольжением фаз относительно друг друга, т. е. скорости газа и жидкости различны, то это приводит к ещё одной ошибке определения расхода смеси.
2. Камерные, в которых измеряемая среда заполняет фиксированный объём;	Лопастные	Отсутствие влияния на погрешность измерения расхода изменения вязкости и плотности измеряемого потока. Возможность измерения потока жидкости высокой вязкости. Отсутствие влияния отложений на поверхности, поскольку в счетчике происходит самоочистка от отложений.	Влияние на погрешность измерения попутного газа. Возможно измерение суммарного объёма жидкости и газа.

	Измерительная система, состоящая из двух лопастных счетчиков и дросселя.	Отсутствие влияния на погрешность измерения расхода изменения вязкости и плотности измеряемого потока. Возможность измерения потока жидкости высокой вязкости. Отсутствие влияния отложений на поверхности, поскольку в счетчике происходит самоочистка от отложений. Присутствие свободного и растворённого газа в жидкости не оказывает влияния на погрешность измерения	Высокая стоимость измерительной системы.
3. Периодического взвешивания	Счетчик СКЖ	Отсутствие влияния на погрешность измерения расхода изменения вязкости и плотности измеряемого потока. Свободный и растворённый газ не оказывает влияния на точность измерения массы вещества.	Отсутствие свободного газа, а также жидкости с высокой вязкостью (> 1000 Стг); АСП отложений на поверхности корпуса ухудшает точность измерения, а также иногда оказывает влияние на работоспособность.
4. Силовой	Кориолисовые	Высокая точность измерения. На точность измерения потока не оказывает влияния изменения вязкости и плотности. Прямое измерение массы вещества.	Большая величина потери давления при измерении вязких потоков. Опасность засорения проходного канала прибора. Требования к качеству установки прибора. Высокая стоимость прибора.
5. Обтекания или постоянного перепада давления	Грузопоршневой постоянного перепада давления	Возможность измерения вязких и загрязнённых потоков. Низкая стоимость.	Влияние на ошибку изменения вязкости и плотности измеряемого потока. Влияние на ошибку отложений и содержания свободного и растворённого газа в измеряемом потоке.
6. Переменного уровня	Щелевой расходомер	Возможность измерения жидкости в составе газожидкостного потока. Возможность измерения загрязнённых жидкостей.	Влияние на ошибку изменения вязкости измеряемого потока. Влияние на ошибку отложений.
7. Тепловые	Тепловые	Прямое измерение массы вещества. Возможность измерения вязких потоков.	Влияние на ошибку измерения загрязнённых потоков и жидкостей, содержащих газ. Преимущественно для измерения малых расходов (не выше 5 тонн в сутки).

Как видно, из рассмотренных средств измерения дебита жидкости нет ни одного универсального, подходящего для всего многообразия условий в ОАО "Татнефть". Поэтому мы сделаем попытку привести в качестве примера ряд средств измерения дебита жидкости в составе продукции скважины для каждой категории фонда скважин (см. табл. 5).

Таблица 5

Категория скважин	Средство измерения	Что будет измерено	Ожидаемая погрешность измерения, %	Затраты			Затраты на эксплуатацию	В какой жизненной стадии находится
				на приборе, ретение, доллар США	на монтаж	на обслуживание		
I и II	СКЖ + Делитель потока	расход жидкости	не хуже $\pm 2,5$ %	до 2500	средние	средние	низкие	Опытное производство и опытная эксплуатация, Россия
	Лопастной расходомер + сужающие устройство + Лопастной расходомер	Расход жидкости и отдельно газа	не хуже $\pm 5$ %	до 6000	средние	средние	низкие	На стадии проекта, Россия
	Щелевой расходомер	расход жидкости	не хуже $\pm 5$ %	до 1000	средние	средние	низкие	На стадии проекта, Россия
III	Счетчик СКЖ	расход жидкости	не хуже $\pm 2$ %	1350	средние	низкие	низкие	Серийное производство, Россия
IV	Счетчик СКЖ	расход жидкости	не хуже $\pm 2$ %	1600	средние	средние	средние	Серийное производство, Россия
V и VI	Лопастной расходомер	расход жидкости	не хуже $\pm 5$ %	до 3000	средние	средние	низкие	На стадии проекта, Россия
	Кольцевой расходомер	расход жидкости	не хуже $\pm 5$ %	до 2000	средние	средние	низкие	На стадии проекта, Россия
	Грузопоршневой расходомер постоянного перепада давления	расход жидкости	не хуже $\pm 6$ %	до 800	средние	средние	низкие	На стадии проекта, Россия
VII	Лопастной расходомер	расход жидкости	не хуже $\pm 1$ %	до 2000	средние	средние	низкие	На стадии проекта, Россия По импорту до 15 000 долларов США
	Кольцевой расходомер	расход жидкости	не хуже $\pm 1$ %	до 800	средние	средние	низкие	На стадии проекта, Россия
	Грузопоршневой расходомер постоянного перепада давления	расход жидкости	не хуже $\pm 6$ %	до 800	средние	средние	низкие	На стадии проекта, Россия
	Кариолисовый расходомер	расход жидкости	не хуже $\pm 0,5$ %	до 10000	средние	средние	низкие	По импорту до 10000 и более долларов США
	Корреляционный расходомер	расход жидкости	не хуже $\pm 2$ %	до 1000	средние	средние	низкие	На стадии проекта, Россия
	Ультразвуковой расходомер на принципе Доплера	расход жидкости	не хуже $\pm 2$ %	до 4000	средние	средние	низкие	По импорту
	Труба Вентури (расходомер ППД)	расход жидкости	не хуже $\pm 1$ %	до 3000	средние	средние	низкие	Единичное производство, Россия

## Выводы:

1. Для ответа на вопрос, сколько и каких приборов необходимо для учета дебита жидкости в составе продукции скважины, необходимо определить долю фонда для каждой категории скважин.
2. Необходимо получить обоснованный ответ о необходимой величине точности измерения в процессе технологического учета продукции скважин с учетом экономической целесообразности и технической возможности на настоящий момент времени.
3. Счетчик СКЖ может успешно эксплуатироваться на скважинах, отнесенных к 1, 2, 3, 4 и 7 категориям, и в отдельных случаях на скважинах, отнесенных к 5 и 6 категории.
4. Для расширения области применения счетчика СКЖ, в условиях, где проявляются отложения парафина и высоковязкой продукции скважин, необходимо испытать варианты исполнения камерного преобразователя счетчика СКЖ:
  - § с покрытием внутренней поверхности корпуса;
  - § с увеличенным диаметром корпуса.
5. На наш взгляд перспективным средством измерения для 5 и 6 категории скважин, где не может эксплуатироваться счетчик СКЖ, является лопастной счетчик, а для скважин 1, 2 и 7 категории может найти применение целевой или корреляционный расходомер.
6. В этом материале не говорилось о способе учета дебита жидкости динамометрированием, несмотря на то, что динамометрирование широко распространённый способ диагностики штангового глубиннонасосного оборудования. Это, прежде всего, связано с тем, что динамограф пока не является средством измерения расхода или дебита жидкости. До сих пор нет ясного ответа об ошибке определения дебита жидкости методом динамометрирования. Учитывая большие изменения за последние годы в конструкции динамографов и способе анализа динамограмм, необходимо вновь вернуться к вопросу анализа величины ошибки, получаемой этим методом в разных условиях эксплуатации. В случае удовлетворительной точности оценки дебита жидкости методом динамометрирования, необходимо изучить возможность сертификации динамографа, как средства измерения дебита жидкости.
7. Для оценки метрологических параметров всех применяемых и рекомендуемых к применению средств измерения дебита жидкости в условиях ОАО "Татнефть", а также для поверки средств измерения в условиях эксплуатации, необходимо создание образцового средства измерения, имеющего следующие параметры:
  - § измеряемые параметры – масса жидкости или объём с измерением плотности жидкости, объём попутного газа, состав жидкости (нефть, вода) и вязкость жидкости;
  - § способ измерения – непрерывный, проточный;
  - § возможность измерения продукции скважин содержащих и не содержащих попутный газ;
  - § точность измерения жидкой составляющей не хуже 1 %, попутного газа не хуже 5%.
8. Для повышения эффективности применения рекомендуемых средств измерения необходимо организовать сервисное обслуживание их, в которое обязательно должны входить работы по выдаче рекомендаций выбора места установки средства измерения.