

## **Учет добываемой жидкости. Состояние и перспективы дальнейшего развития.**

Самойлов В.В., ОАО "Татнефть",  
доклад на семинаре главных инженеров. 21.06.2002

Для контроля и управления процессом разработки нефтяных месторождений предусматривается выполнение большого комплекса геофизических, гидродинамических и геохимических исследований. Кроме того, в некоторых нефтяных компаниях, в т. ч. и ОАО "Татнефть", для целей оценки эффективности работы структурных добывающих подразделений производится учет добываемой ими нефти и воды, на так называемых бригадных (или оперативных) узлах учета жидкости. Учет реализации подготовленной товарной нефти производится на коммерческих узлах учета нефти. Коммерческие узлы учета нефти в настоящий момент являются наиболее отработанными измерительными комплексами. Так как измеряемая жидкость имеет более простые и стабильные свойства, то больших проблем в коммерческом учете не возникает.

Министерство энергетики РФ Приказом № 30 от 5 февраля 2002 года ввело в действие с 1 марта 2002 года Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений (РД 153-39.0-109-01). В тоже время в ОАО "Татнефть" продолжает действовать Положение о периодичности промысловых гидродинамических исследований, введенное в действие в 1999 году. Оба документа содержат перечень и периодичность проведения перечисленных выше исследований. РД в отличие от Положения имеет более полный и подробный перечень комплекса исследований.

Вопрос измерения и контроля параметров в технологии нефтяной добычи очень большой и сложный, поэтому на этом совещании будут затронуты только две проблемы.

Первая – это проблема измерений для получения текущей промысловой информации в комплексе гидродинамических исследований.

Вторая – это проблема измерения расхода многокомпонентной жидкости в условиях бригадного учета.

Согласно РД 153-39.0-109-01 для различных категорий и видов скважин устанавливается перечень и периодичность текущей промысловой информации. В табл. 1 показан минимальный комплекс гидродинамических исследований, куда входит перечень текущей промысловой информации.

Как видно из таблицы 1, ни на один из измеряемых параметров нет требований непрерывности измерения и контроля, причиной тому является то, что изменение параметров работы скважин происходит не мгновенно, а в течение достаточно длительного промежутка времени, поэтому и нет необходимости в проведении непрерывных ежесекундных измерений этих параметров. В табл. 1 приведена рекомендуемая периодичность измерения этих параметров. Кроме параметров работы скважин, существует ещё необходимость оценки работы элементов наземного и подземного оборудования, осуществляющего подъём жидкости из скважины или закачку в неё.

На основании этих исходных данных и не менее важного элемента экономической целесообразности необходимо производить выбор средств измерений и контроля для получения текущей промысловой информации.

Из перечисленной в табл. 1 текущей промысловой информации для категории добывающих скважин наибольшую проблему представляет получение информации по дебиту жидкости, и ещё большую - по её обводнённости.

Таблица 1

Категории и виды скважин	Текущая промысловая информация									
	Дебит (приемистость) жидкости			Обводненность продукции		Газовый фактор Гф		Буферное и межтрубное давление	Динамический уровень в межтрубном пространстве скважины, забойное давление	
	низкодебитное (до 5 т/сут)	среднедебитное (от 5 до 25 т/сут)	высокодебитное (более 25 т/сут)	безводные (до 2 %) и высокообводненные (более 90 %)	низко и среднеобводненные (от 2 до 90 %)	при $P_{пл} > P_{нас}$	при $P_{пл} < P_{нас}$			
1. Действующие добывающие в т. ч.:										
Фонтанные	■	▲	□	■	▲	À	à	□	à <sup>1</sup>	
Газлифтные	■	▲	▲	■	▲	À	à	□	à <sup>1</sup>	
оборудованные ЭЦН	■	▲	▲	■	▲	À	à	À	à <sup>1</sup>	
оборудованные ШГН	■	▲	▲	■	▲	À	à	À	à <sup>1</sup>	
2. Действующие нагнетательные										
			à					□	À <sup>1</sup>	
3. Контрольные в т. ч.:										
пьезометрические										
Наблюдательные						À	À			
4. Водозаборные										
			▲					□		
5. При проведении ремонта или ГТМ:										
с изменением режима эксплуатации или сменой оборудования	до начала работ	√	√	√	√	√			√	
	после проведения работ	√	√	√	√	√			√	
с изменением состояния призабойной зоны	до начала работ	√	√	√	√	√				
	после проведения работ	√	√	√	√	√	√	√	√	
с изоляцией или приобщением пластов	до начала работ	√	√	√	√	√	√	√	√	
	после проведения работ	√	√	√	√	√	√	√	√	

Условные обозначения:

■	два раза в месяц;	▲	один раз в 7 дней
□	один раз в 3 дня	à	один раз в месяц
À	один раз в год	☉	один раз в год
Ä	один раз в квартал	√	разовые исследования
●	один раз в два года	♥	один раз в полугодие

Примечание:

а) исследования рекомендуется проводить со следующим процентом охвата указанной категории скважин: 1 – 100 %;

б) рекомендации в числителе относятся к начальной стадии разработки – стадии слабой изученности залежи, а в знаменателе – стадии достаточной изученности.

Проблема эта заключается, как Вам известно, в том, что продукция скважины многофазная и двухкомпонентная. При этом такие её параметры как: содержание свободного и растворённого газа, вязкость, плотность, состояние эмульсии постоянно изменяется. Проблему измерения дебита жидкости как-то ещё и решают с помощью созданных в последнее время различных средств измерения и комплексов, а вот проблема непрерывного оп-

ределения содержания воды через измерение её в потоке не решена до сих пор. Определение содержания воды в жидкости, поднимаемой из скважины с начала истории развития в области добычи нефти решается через анализ проб жидкости, отбираемой на поверхности скважины. Даже этот отработанный способ до сих пор не даёт хорошего достоверного результата, поскольку не создано до сих пор метода и технического средства, способного отбирать достоверные пробы на поверхности скважины.

В настоящий момент в ОАО "Татнефть" измерение дебита жидкости производится в основном на традиционных ГЗУ типа "Спутник", оборудованных крыльчатым счетчиком "ТОР". С момента появления счетчика СКЖ, ГЗУ «Спутник» начали активно переоборудовать, устанавливая вместо "ТОРа" счетчик СКЖ. Причина замены счетчика "ТОР" на счетчик СКЖ вызвана тем, что для измерения счетчиком "ТОР" расхода жидкости необходима предварительная подготовка потока, поскольку для сохранения метрологических характеристик крыльчатые счетчики способны работать только в определенном узком диапазоне скоростей. Для этого в измерительной линии устанавливаются сепаратор, регулятор скорости потока, устройство перепуска свободного газа. Разумеется измерительная система от этого очень усложняется и надежность её эксплуатации падает. Кроме того, на метрологические характеристики оказывает большое негативное влияние изменение вязкости проходящего потока жидкости. Как известно, обводненность продукции во многих случаях порождает эмульсию, вязкость которой при ее инверсии может изменяться на один порядок и более («нефть в воде» и «вода в нефти»), что не позволяет производить измерения счетчиком ТОР.

На рис. 1 представлена диаграмма, на которой показано распределение фонда скважин в зависимости от обводненности продукции.

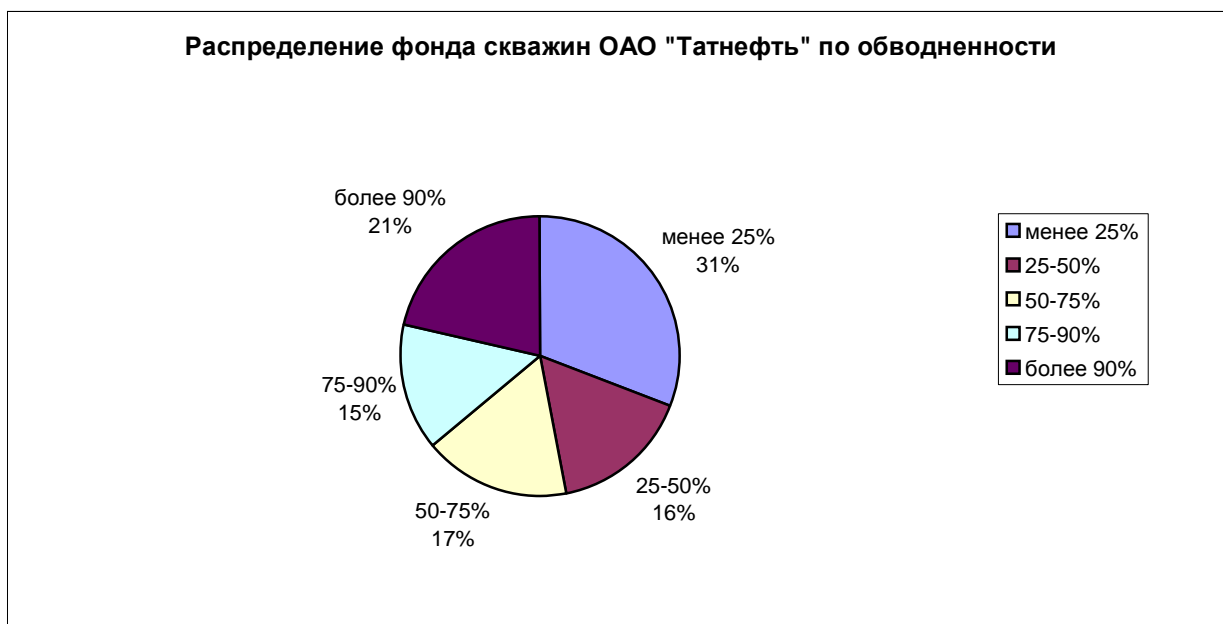


Рис. 1

В последние два года на промыслах начали появляться принципиально новые ГЗУ типа "Дельта", позволяющие с большей точностью и непрерывно производить измерение дебита жидкости скважин. Небольшую долю в парке средств измерения дебита занимают и другие средства измерения, такие как, установки "КВАНТ", "АСМА", УМИ. С началом стадии разработки верхних горизонтов, продукция которых имеет повышенную вязкость, низкие давления насыщения газом и низким газовым фактором, проблема измерения дебита жидкости ещё более осложнилась. А предложений на рынке средств измерения расхода, решающих проблемы измерения количества поднимаемой из скважины высоковязкой жидкости с перечисленными параметрами нет.

Для решения задачи контроля по оценке работы подземного и наземного оборудования, в данном случае глубиннонасосного оборудования, требуется периодическое определение его производительности. Эта задача, в отличие от задачи определения дебита жидкости скважины, несколько иная и более простая и очень важно эти задачи не путать и не сравнивать. На скважинах оборудованных ШГН возможно производить эту оценку с помощью метода динамометрирования, если существует полная уверенность в исправности насоса и герметичности подъёмной колонне труб. На скважинах оборудованных ЭЦН достаточно индикатора потока. Будет лучше всего, если в обоих случаях будет применяться дешёвый и надёжный индикатор потока. В данном направлении мы ведем активные работы.

В ОАО "Татнефть" постоянно ведется работа по решению перечисленных проблем, входящих в комплекс текущей промысловой информации. Много было проделано работ в области создания средств измерения содержания воды в продукции скважины. Немного остановлюсь на результатах последней нашей работе.

В 2001 году ОАО "Татнефть" совместно с ИПУ РАН г. Москва проводило работу по разработке "Системы измерения дебита в скважинах".

Система должна была обеспечить измерения объемного содержания каждой компоненты (газ, нефть, вода) газожидкостного потока в диапазоне изменения состава по каждой компоненте от 0 до 100%.

В основу принципа измерения по составу принят радиочастотный метод, в котором резонансная частота и величины, связанные с поглощением электромагнитной энергии (добротность, амплитуда резонансного сигнала) несут информацию о количественном составе газа, нефти и воды. В априори, при условии постоянства общего объема смеси в измерительном участке и известных функциях преобразования может быть определено объемное содержание каждой компоненты.

На первом этапе разработки был получен оптимистический результат. Предполагалось, что электромагнитные свойства нефти, газа и воды резко отличны друг от друга. Поэтому, измеряя резонансную частоту и добротность измерительного электромагнитного контура, представляющего собой обычную электрическую катушку на фторопластовой основе можно с достаточной точностью по известным законам определить состав измеряемой жидкости. Был проведен ряд лабораторных испытаний с использованием обычной пресной воды и трансформаторного масла в разных соотношениях. Результаты испытаний представлены на рис. 2. Причем на стенде была повторяемость результатов измерения при прямом и обратном изменении соотношений состава ("масло в воде" и "вода в масле").

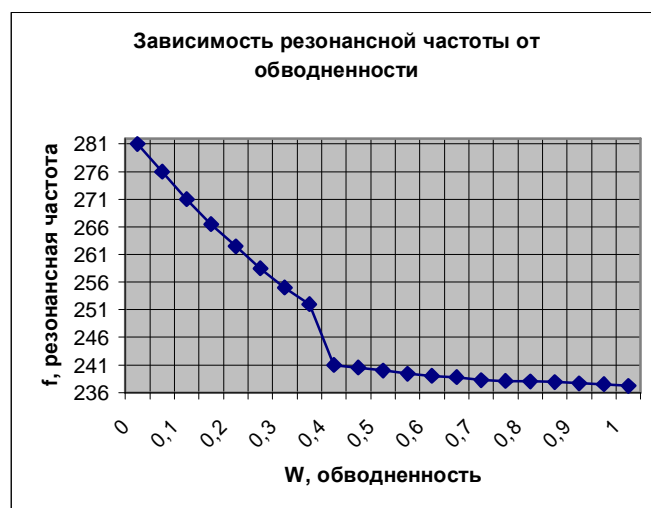


Рис. 2

После того, когда работа прибора была исследована на специализированном стенде в НПО НТЭС (г. Бугульма) с реальной промысловой жидкостью со скважины Ромашкинского месторождения были получены совершенно другие результаты, которые не позво-

ляют с достаточной точностью получить качественную информацию по составу нефтяной эмульсии (см. рис. 3).

Эксперименты выявили явную зависимость резонансной частоты от солесодержания воды. При больших величинах солесодержания (10% и более) при изменении содержания воды в режиме существования эмульсии типа «нефть в воде» резонансная частота теряет свою информативность. Тем не менее, найдены новые решения измерения других физических величин (амплитуда резонансного импульса и добротность), которые несут информативность о составе измеряемой среды. Этот пример явно демонстрирует то, что для определения компонентного состава водонефтяных эмульсий простыми методами не обойтись, необходим комплексный подход и комплексное применение различных методов.

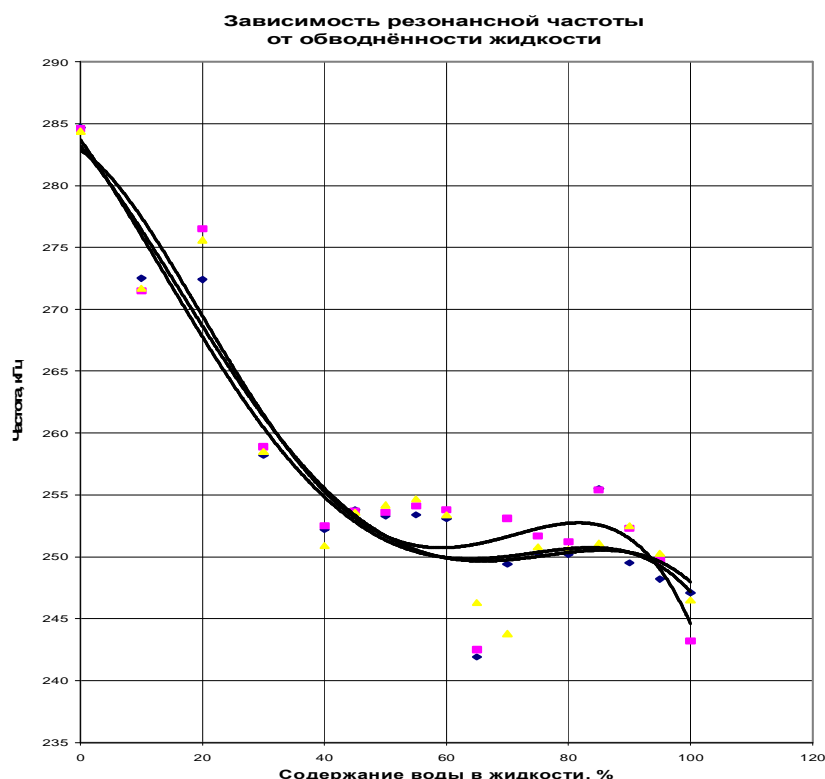


Рис. 3

Влияние на точность измерения качественных параметров нефти и нефтяных эмульсий демонстрирует причинно-следственная диаграмма Исикавы, построенная по методу "рыбьего скелета" (см. рис. 4).

Что касается бригадного учета, то здесь немного упрощается проблема определения количества проходящей жидкости и определения её компонентного состава, поскольку учет производится уже частично подготовленной жидкости на ДНС или УПС. Остаётся проблема измерения количества при меняющейся вязкости и плотности жидкости. В настоящее время зарубежные производители предлагают средства измерения, которые могут успешно решить проблему измерения количества жидкости при бригадном учете. Это массовые кориолисовые счетчики, объёмные лопастные и наиболее дешёвые, способные производить измерения в широком диапазоне изменения вязкости жидкости – это турбинные расходомеры с крыльчаткой в форме геликоидной лопасти.

В составе продукции скважин содержится попутный газ. Как известно, он тоже является не менее ценным энергоносителем и востребован на рынке. Учет попутного нефтяного газа производится на компрессорных станциях. Газ является сжимаемым флюидом, который имеет зависимость от температуры и давления. Для измерения расхода попутного нефтяного газа до недавнего времени использовали метод переменного перепада давления (ППД), или другими словами - сужающие устройства. В последние годы в некоторых нефтяных компаниях стали применять счетчики СВГ и СВГМ предназначенные для измере-

ния расхода и количества природного и попутного нефтяного газа и других газов с нормальной плотностью не менее  $0,6 \text{ кг/м}^3$ , температурой от минус  $20 \text{ }^\circ\text{C}$  до плюс  $200 \text{ }^\circ\text{C}$  и давлением до  $16 \text{ МПа}$ . Основная погрешность  $\pm 1,5 \%$ . Диаметры условных проходов от  $50$  до  $150 \text{ мм}$ . Диапазон эксплуатационных расходов  $8 \div 5000 \text{ м}^3/\text{ч}$ .

Не следует забывать самый древний метод ППД, поскольку он лучше всех теоретически отработан и наиболее надежен в эксплуатации. В комплекте с современными высокоточными датчиками разности давлений и современными вычислителями-корректорами расхода этот метод не уступает по метрологическим показателям другим методам измерения расхода газа, а некоторые даже превосходит. Метод ППД имеет для измерения влажного газа одно очень существенное преимущество перед другими методами. Он реагирует на расход только сухой части газа, что в нашем случае и нужно. Метод ППД до сих пор находится вне конкуренции перед другими методами по надежности работы, минимальной величины затрат, приходящихся на обслуживание и метрологическое обеспечение. Только этот метод имеет самое простое метрологическое обеспечение. В настоящий момент на рынке появились предложения корректоров, позволяющие учитывать свойства попутного нефтяного газа.

Среди массовых расходомеров газа, появившихся недавно на рынке, необходимо выделить кориолисовый расходомер, работающий по принципу непосредственного измерения массы потока без предварительного замера плотности и объема. Применение таких расходомеров не накладывает дополнительных условий по монтажу и по формированию потока газа.

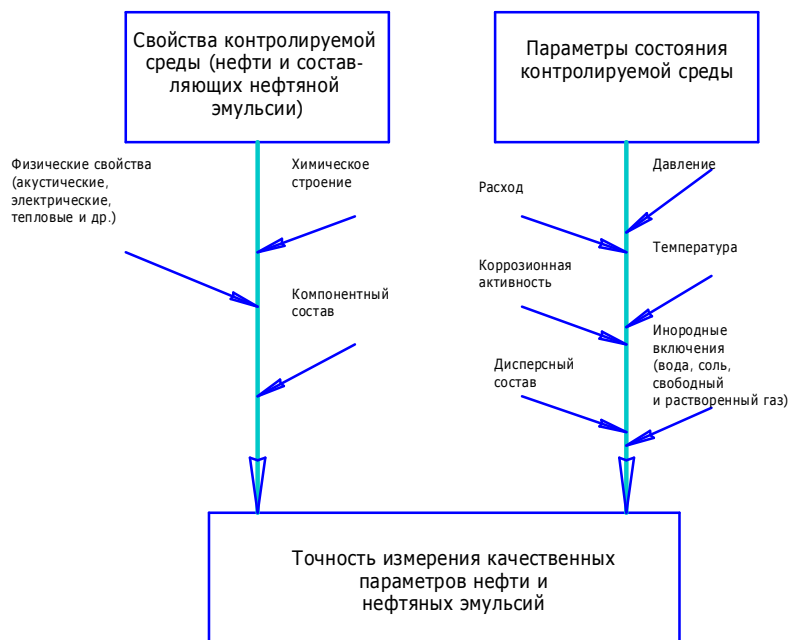


Рис. 4

Таким образом, исходя из опыта эксплуатации существующих приборов учета, можно сделать следующие выводы.

1. До сих пор не создано оптимального средства измерения для решения задачи получения текущей промысловой информации по дебиту жидкости добывающей скважины, отвечающего требованиям: по надежности, по способности производить измерения самой разной по свойствам жидкости, по стоимости, затратам на монтаж, обслуживания и метрологического обеспечения.

2. Для повышения точности, упрощения конструкции и надежности, существующих ГЗУ типа "Спутник", там, где возможно, необходима замена крыльчатого счетчика "ТОР" на счетчик СКЖ.
3. Для тех категорий добывающих скважин, продукция которых не позволяет применять счетчик СКЖ, необходимо продолжить поиск решений данной задачи и создание необходимого средства измерения.
4. Для определения содержания воды в продукции скважины необходимо создание и внедрение пробоотборного устройства, позволяющего отбирать более достоверные пробы продукции скважины.
5. Необходимо продолжение работ по созданию дешевого средства измерения, способного на поверхности скважины определять содержание воды в её продукции.
6. Для проведения исследований параметров продукции скважин необходимо создание более простых надежных передвижных измерительных комплексов.
7. Передвижными измерительными комплексами должны быть оснащены все нефтепромыслы.
8. Для измерения количества жидкости при производстве бригадного учета необходима предварительная подготовка жидкости, отделение её от газа. В случае применения турбинных расходомеров, рекомендуется использовать турбинные расходомеры с геликоидными лопастями, которые сохраняют свои метрологические характеристики в широком диапазоне изменения вязкости жидкости.
9. В экономически обоснованных случаях рекомендуется применение массовых кориолисовых расходомеров, метрологические параметры которых не зависят от изменения вязкости жидкости. Кроме того, эти расходомеры позволяют производить вычисление плотности жидкости. По известным величинам плотностей компонентов жидкости возможно определение их компонентного состава. Точность такого определения будет не лучше  $10 \div 15$  %, там, где этого недостаточно требуется применение других методов и средств измерения или улучшение качества подготовки жидкости перед измерением (сепарация, отстой воды и т.п.).
10. Для учета попутного нефтяного газа необходимо внедрение современных расходомеров с коррекцией на нормальные условия. Особое внимание следует обратить на расходомеры, построенные на современном методе ППД.