

МЕТОДОЛОГИЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЛИЧЕСТВА ДОБЫТОГО ПОЛЕЗНОГО ИСКОПАЕМОГО

УДК (РАС S) 53-088

ФЁДОРОВ А.В.

Генеральный директор, Руководитель ГЦИ СИ ООО КИП «МЦЭ»

Москва

e-mail: sittek@mail.ru

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:

Добытая нефть, потери нефти при добыче, учёт нефти и попутного газа, метрологическое обеспечение, методы измерений, методы обработки результатов измерений, метод определения количества добытого полезного ископаемого, модель измерений

В большинстве нефтяных компаний, занимающихся добычей углеводородного сырья, включая государственные, корпоративными требованиями установлены методики, которые приводят к существенным экономическим и налоговым рискам, как непосредственным пользователей недр, так и собственников, включая государство.

Следствием применения подобных методик в добывающих компаниях и на предприятиях является ограничение форм государственного и корпоративного регулирования обеспечения единства измерений, снижение статуса метрологических служб и специалистов по метрологии, искажение метрологических норм при создании программно-вычислительных комплексов и автоматизации процессов измерений и учёта.

Таким образом, разработка методологии определения количества добытого полезного ископаемого основана на решении важной научной проблемы, связанной с разработкой методов и базирующихся на них технических и методических решений, обеспечивающих повышение качества результатов измерений на основе использования априорной информации при минимизации материальных затрат на внедрение новых средств измерений. Для решения указанной проблемы потребовалось привлечение методов теоретической метрологии, теории оценивания неизвестных параметров и математической статистики.

Эффективность практической реализации методики и в целом методологии по учёту заключается качественной и правильной организации оперативного учёта на предприятии и его метрологического обеспечения в течении всего отчётного периода.

В соответствие с требованиями Федерального закона от 21.02.1992 № 2395-1 «О недрах» с момента государственной регистрации лицензии у пользователя недр появляется обязанность по представлению достоверных данных об извлекаемых из недр запасах полезных ископаемых и содержащихся в них компонентах, в органы государственной статистики. **Достоверность** – одно из основных требований по рациональному использованию и охране недр, закреплёно законодательно и в других нормативно-правовых документах по охране недр, налогообложению, обеспечению единства измерений и техническому регулированию.

Налоговое законодательство вводит понятия методов определения количества добытого полезного ископаемого и объектов налогообложения, сфера государственного регулирования обеспечения единства измерений определяет налоговые, таможенные и государственные учётные операции, а техническое регулирование предлагает для рационального использования недр использовать принципы и цели стандартизации¹.

В соответствии с п. 1 ст. 339 НК РФ определение количества добытого полезного ископаемого производится прямым (посредством измерительных средств и устройств) или косвенным (по доле содержания полезного ископаемого) методом.

Метод определения количества определяется технологическим циклом добычи полезного ископаемого и должен быть отражен в приказе организации об учетной политике в целях налогообложения и может быть изменен только в случае изменения технологии добычи.

При этом количество нефти обессоленной, обезвоженной и стабилизированной

определяется как количество нефти нетто.

В соответствии с пунктом 7 данной статьи НК РФ при определении количества добытого полезного ископаемого учитываются все операции по добыче полезного ископаемого, предусмотренные проектом разработки месторождения, а пунктом 8 указанной статьи установлено, что при использовании на собственные нужды или реализации полезного ископаемого до окончания операций по добыче, предусмотренных проектом разработки месторождения, его количество определяется по доле содержания в минеральном сырье.

Таким образом, в случае реализации или использовании полезного ископаемого на собственные нужды, количество полезного ископаемого определяется косвенным методом, а при завершении технологических операций по добыче, предусмотренных проектом разработки месторождения, количество полезного ископаемого определяется прямым методом.

Как установлено пунктом 3 указанной статьи НК РФ, при прямом методе количество полезного ископаемого определяется с учетом потерь полезного ископаемого, которые определяются как разница между расчетным количеством полезного ископаемого и количеством фактически добытого полезного ископаемого.

При этом расчетным количеством полезного ископаемого является количество полезного ископаемого, на которое уменьшаются запасы полезного ископаемого в недрах и которое определяется при извлечении минерального сырья из недр в соответствии с порядком, устанавливаемым законодательством о недрах.

Под количеством фактически добытого полезного ископаемого понимается количество полезного ископаемого, извлеченного

из минерального сырья, после завершения технологического цикла по добыче и соответствующего стандарту, предусмотренному пунктом 1 статьи 337 НК РФ.

Соответственно, определение величины фактических потерь при добыче не может проводиться от количества фактически добытого полезного ископаемого без определения расчетного количества полезного ископаемого, на которое уменьшаются запасы.

Анализ нормативных документов в рассматриваемых областях государственного регулирования позволил сформировать минимально-необходимый перечень обязательных показателей, периодичность их измерений и учёта, а также цель определения данных показателей, как показано в таблице 1.

Несмотря на постоянное совершенствование требований в данных сферах законодательной деятельности, методические основы обеспечения достоверности учёта добытых полезных ископаемых и, в частности углеводородного сырья, переключались с тех времён, когда недропользователь и налогоплательщик были в одном лице – государство, а граница эксплуатационной и балансовой ответственности нефтегазодобывающего предприятия совпадала с окончанием полного технологического цикла подготовки углеводородного сырья. Соответственно, разрабатываемые в целях дальнейшего совершенствования учёта и измерений национальные стандарты и сегодня не всегда отражают правильно требования законодательства и, тем самым, вводят в заблуждение налогоплательщика.

Так, например, изменение № 1 к ГОСТ Р 8.615-2005 (п.5.4) определяет, что результаты измерений массы сырой нефти, ►

¹ Федеральный закон от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании». Гл.3, ст. 11

выполненных методами прямых и косвенных измерений в соответствии с аттестованными в установленном порядке методиками выполнения измерений, являются основанием для прямого учета на конкретном участке недр. Если считать, что понятие «прямой учёт» в налоговом законодательстве не применяется, а подразумевается прямой метод определения количества добытого полезного ископаемого, то результаты измерений в соответствии с п.5.4, не могут являться «основанием» для данного метода, поскольку измерению подлежит нефть, доведенная до требований стандарта по завершении полного цикла подготовки. Как указывалось ранее, такой подход возможен только в случае реализации и(или) использования сырой нефти до завершения подготовки².

Первая «попытка» решить методически и обосновать достоверность получаемых решений в соответствии с требованиями законодательства о недропользовании и налогообложении была сделана ЗАО «МЦЭ» (ныне ООО КИП «МЦЭ») в 2004 году. В соответствии с Письмом Минэнерго России «О необходимости обновления нормативной базы для нефтяной промышленности» (исх.№ ИМ-1728 от 19.03.2003 г) был разработан проект Инструкции по учёту нефти взамен РД 39-30-627-81, в одном из приложений к которой была приведена методика для определения расчётного количества нефти, извлечённой из недр. Данная методика определяла порядок определения поправки, для внесения в результаты измерений массы нефти по скважинам за отчётный период, с целью получения достоверной информации о количестве добытой нефти. Инструкция получила положительные отзывы в Министерстве по налогам и сборам, Федеральном агентстве энергетики, Федеральном агентстве по техническому регулированию и метрологии, в институтах Министерства природных ресурсов, а

также в нефтяных компаниях: «ЛУКОЙЛ», «Сургутнефтегаз», «ЮКОС», «Сибнефть», «Роснефть». Но, несмотря на положительные решения и отзывы, данный проект документа не был принят.

Таким образом, перешедшие по наследству от РД 39-30-627-81 методические подходы к определению показателей добычи в целом, сегодня не только не отражают экономического взгляда на недропользование, но и не дают объективной и достоверной оценки количественных и качественных показателей извлекаемых ресурсов. В большинстве нефтяных компаний, занимающихся добычей углеводородного сырья, включая государственные, корпоративными требованиями установлены методики, которые приводят к существенным экономическим и налоговым рискам, как непосредственных пользователей недр, так и собственников, включая государство.

Основными недостатками таких методик являются:

- не в полном объёме используется имеющаяся исходная измерительная информация, что приводит к необходимости обратного пересчёта показателей добычи от реализации;
- метрологические характеристики средств измерений или методов измерений участвуют в методиках не для оценки вероятностных характеристик показателей, а для долевого деления в целях раздельного учёта, что противоречит метрологическим нормам обеспечения единства измерений;
- не анализируется и не формализуется область допустимых значений показателей добычи по лицензионным участкам и в целом по предприятию, соответственно не накладываются ограничения на результаты, получаемые по методикам;
- в разрез требованиям налогового законодательства методики стремятся определить добытое полезное ископае-

мое ежесуточно, несмотря на отсутствие необходимых измерений, и установленного налогового (отчётного) периода – календарный месяц;

- не даётся количественная оценка достоверности полученных значений показателей добычи.

Следствием применения подобных методик в добывающих компаниях и на предприятиях является ограничение форм государственного и корпоративного регулирования обеспечения единства измерений, снижение статуса метрологических служб и специалистов по метрологии, искажение метрологических норм при создании программно-вычислительных комплексов и автоматизации процессов измерений и учёта.

Наиболее распространённые методики для разветвлённых технологических сетей систем сбора и подготовки добывающих предприятий основаны на математических алгоритмах пропорционального распределения дисбаланса последовательно от реализованной продукции до скважин. Например, ряд предприятий количество нефти добытой массы нетто с поправкой по i -й скважине, определяют по формуле:

$$M_T = M_i + \Delta M_i$$

где ΔM_i – поправка на массу по i -й скважине

$$\Delta M_i = \frac{M_i \cdot \delta_i}{\sum_{i=1}^n (\delta_i \cdot M_i)} \cdot \Delta M_n$$

$$\Delta M_n = M_T - \sum_{i=1}^n M_i$$

где ΔM_n – расхождение между количеством нефти, измеренным на j -ом лицензионном участке, и количеством нефти, измеренным по скважинам.

В этом случае, существенными недостатками такого подхода являются:

- отсутствие научно-методической основы определения ΔM_i , как «поправки»³, то есть, обнаруженной и оцененной систематической составляющей погрешности применяемого метода и систематического влияния факторов, обусловленных принятой технологией добычи;
- отсутствие количественной оценки достоверности получаемого результата;
- отсутствие возможности исследования величины расхождения ΔM_n и установления причин и закономерностей данного расхождения;
- невозможность идентифицировать данный алгоритм как «модель измерений» или как «метод обработки результатов измерений» в соответствии с классическими представлениями о метрологии как науке. ►

Показатель	Требования	Цель
1. Дебит по нефти	Измерения - периодические Учёт - ежесуточный	Оперативный учёт
2. Масса извлечённой нефти	Измерения - периодические Учёт - ежесуточный	Оперативный учёт
3. Расчётное количество нефти, на которое уменьшаются запасы	Измерения - периодические Учёт - ежемесячный, ежегодный	Налоговый учёт Статистический учёт запасов
4. Фактически добытая нефть	Измерения - непрерывные Учёт - ежемесячный	Налоговый учёт
5. Фактические потери при добыче	Измерения – в соответствии с п.3 и п.4 Учёт - ежемесячный	Налоговый учёт
6. Добытая нефть	Измерения – в соответствии с п.4 и п.5 для прямого метода или п.3 для косвенного метода Учёт - ежемесячный	Налоговый учёт

Таб. 1

² При реализации и (или) использовании минерального сырья до завершения комплекса технологических операций, предусмотренных техническим проектом разработки месторождения полезных ископаемых, количество добытого в налоговом периоде полезного ископаемого определяется как количество полезного ископаемого, содержащегося в указанном минеральном сырье, реализованном и (или) использованном на собственные нужды в данном налоговом периоде. (НК РФ, гл.26, статья 339,п.8)

³ Поправка – значение величины, вводимое в неисправленный результат измерения с целью исключения составляющих систематической погрешности (РМГ 29-99, п.9.17)

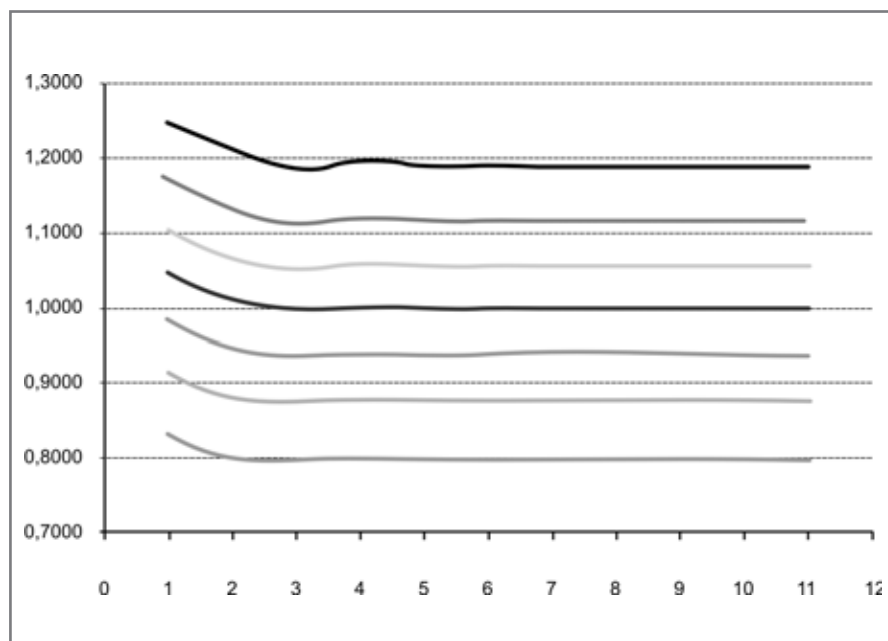


Рис.1 Зависимость изменения параметра λ при итерационном приближении для K=7 со-стояний модели измерений

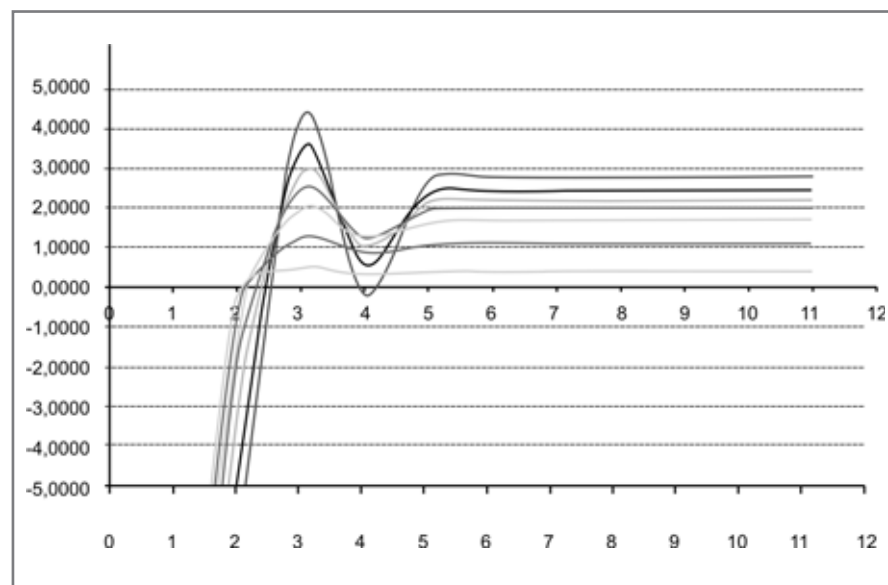


Рис.2 Зависимость изменения параметра λ_2 при итерационном приближении для K=7 со-стояний модели измерений

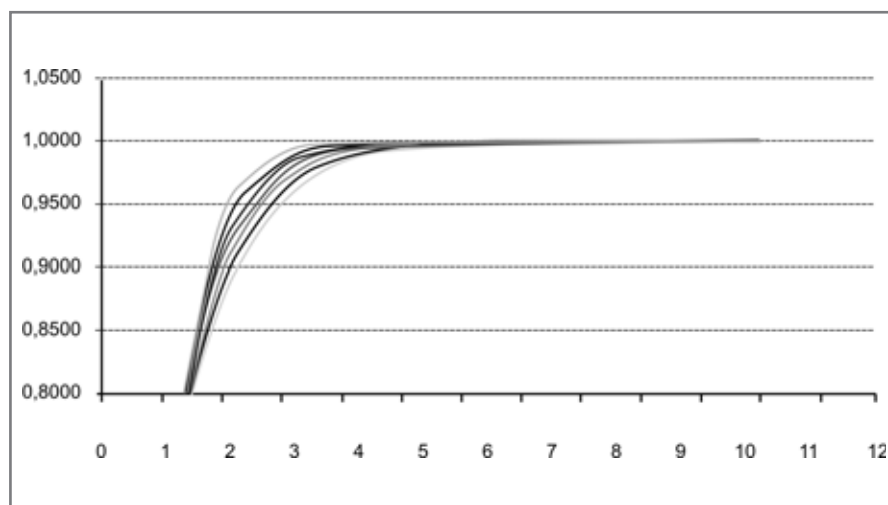


Рис.3 Зависимость изменения параметра R при итерационном приближении для K=7 со-стояний модели измерений

Следующим «примером» применяемых методик может служить алгоритм определения количества нефти, извлечённой из недр по каждому лицензионному участку (месторождению) за отчётный период $M_{n(i)}$ с применением «паркового коэффициента»:

$$M_{n(i)} = D (M_{on(i)} K_d)$$

где:

$M_{on(i)}$ – оперативный учет суточной массы добытой нефти по i-ому лицензионному участку (месторождению);

K_d – ежесуточный поправочный коэффициент дисбаланса между оперативной добычей нефти определенной по скважинам и фактической добычей нефти определенной в пункте подготовки нефти и других объектах, на которые поступает нефть с данных скважин;

D – количество суток в отчетном периоде.

Данный алгоритм делает независимым результат $M_{n(i)}$ от истинного значения массы нефти, извлечённой из недр по каждому лицензионному участку, что было выявлено в ходе исследований и статистической обработки измерительной информации и полученных учётных данных по данной методике в ряде предприятий. Более того, ежесуточный поправочный коэффициент K_d не может быть использован как «поправочный множитель» для исправления результата измерений с целью исключения систематической погрешности. Недостатки аналогичны предыдущему алгоритму.

Проведенный ООО КИП «МЦЭ» за последние годы анализ основ обеспечения единства измерений в ТЭК, метрологического обеспечения технологических этапов добычи и подготовки углеводородного сырья, научно-методического материала, связанного с обработкой результатов измерений и повышения точности, возможных способов устранения ошибок и промахов при выполнении измерений позволил formalизовать следующие требования к концепции методики определения количества добытого полезного ископаемого:

1. Методика должна включать модель измерений, разработанную на базе известных или стандартизованных методов измерений и методов обработки результатов измерений.
2. Исходными данными для проведения расчётов в соответствии с выбранной моделью измерений должны быть результаты измерений групп показателей, в соответствие с моделью измерений.
3. В методике должны быть определены способы управления исходными данными для выявления грубых ошибок и промахов, в результате проводимых измерений.
4. Оценка достоверности должна проводиться на основе обработки статистических данных, в соответствие с выборкой за отчётный период.
5. Налагаемые на область допустимых решений ограничения и сам алгоритм решения задачи должны обеспечивать однозначную интерпретацию результата, получаемого по методике.
6. Результат, получаемый по методике должен иметь количественную оценку его достоверности. ►

7. Методика не должна противоречить действующему законодательству.

В результате проведенных исследований существующих технологий проведения измерений на скважинах при добыче нефти и попутного газа установлено, что истинное значение количества извлекаемого из недр углеводородного сырья (массы нефти) можно представить в следующем виде:

$$M^* = M_{изм} + |\Delta_{изм}| + |\Delta_{неопр}|$$

где отклонение результата измерений ($M_{изм}$) от истинного значения (M^*) связано непосредственно с невязкой ($\Delta_{изм}$), обусловленной метрологическими свойствами применяемых средств и методов измерений, а также невязкой ($\Delta_{неопр}$), вызванной неопределённостью ряда влияющих факторов, например:

- периодичность проведения измерений дебита нефти или попутного газа;
- периодичность и достоверность определения газового фактора и другие.

В связи с этим, основной задачей предлагаемой методики является оценка $\Delta_{неопр}$ и устранение неопределённости за счёт внесения поправок в результаты проведенных измерений, на основе исследования закономерностей технологического процесса, измерительных процессов на предприятии и выявления их систематического влияния на конечные результаты.

Существующие методы повышения точности измерений, как правило, основываются на способах выявления (обнаружения) и исключения систематических погрешностей и использовании статистических методов обработки результатов измерений (наблюдений), удовлетворяющих требованиям эффективности, достаточности, несмещенности и состоятельности. Следует отметить, что случайные погрешности, в принципе, могут быть исключены статистическими методами обработки при увеличении числа наблюдений. Исключение систематической погрешности, как правило, требует более глубокого анализа.

В ряде научных трудов, для обнаружения систематической погрешности в результатах измерений предлагается использовать критерий прогрессивной погрешности или проводить измерения различными методами и средствами измерений, или изменять условия измерений (например, проводить измерения через достаточно большие промежутки времени). Кроме того, с целью уменьшения систематических погрешностей средств измерений, имеющих прогрессирующие изменения, применяется ряд методов, основанных на использовании структурной или временной избыточности. К ним относятся метод, использующий отрицательную обратную связь, и метод эталонных мер (сигналов). Ряд авторов предлагает для уменьшения погрешности измерений использовать функциональные связи между измеряемыми

величинами и метрологическую избыточность при применении для измерений нескольких средств измерений.

Анализ перечисленных методов показывает, что наиболее радикальным методом уменьшения погрешности является применение средств измерений более высокой точности или эталонных мер. Однако, эти методы требуют значительных материальных затрат на обеспечение структурной, временной и метрологической избыточности и не всегда применимы, например, для средств измерений, находящихся в местах, где отсутствуют средства измерений более высокой точности. В этих случаях рекомендуется использовать априорную информацию, заданную в виде точных (фундаментальных) уравнений, которые отражают физические законы.

Рассмотрение методов использования априорной информации проводилось только с точки зрения разделения результатов измерений на достоверные и недостоверные в зависимости от того, известны или неизвестны вероятностные характеристики их отклонения от истинных значений. Недостоверные результаты предлагалось исключать из рассмотрения. Определение систематических погрешностей (или их составляющих) алгоритмическими методами не проводилось.

Повышение точности результатов измерения за счет уменьшения влияния случайных погрешностей возможно на основе применения более совершенных методов обработки, позволяющих эффективно использовать априорную информацию.

Одним из таких методов является групповой, сущность которого заключается в применении совокупности измерений, если между измеряемыми величинами есть функциональная связь, характеризующаяся уравнением закона сохранения. Разработка группового метода определения аддитивной составляющей систематической погрешности произведена применительно к расходомерам разветвленного трубопровода при использовании априорной информации о законе сохранения количества втекающей и вытекающей жидкости. При этом не проводилась оценка влияния непрерывности получения измерительной информации и анализ неопределённости, вызванной рядом технологических факторов.

В последнее время наибольшее распространение получили алгоритмы минимизации дисбаланса материальных потоков углеводородного сырья. Как правило, данные алгоритмы обработки результатов измерений основаны на применении методов наименьших квадратов и ориентированы на ранее рассмотренные методики определения количества добытого полезного ископаемого. Анализ этих алгоритмов выявил ряд недостатков, которые существенно искажают первичную измерительную информацию. В большинстве подобных задач, отсутствует постановка и условия задачи сведения материального

баланса, не указан тип задачи, в части – это задача оптимизации без ограничений, где погрешности служат как некий произвол для выбора допустимых оптимальных решений (принимается любое оптимальное решение, без привязки к некоторым конкретным значениям), или это оптимизационная задача с жесткими ограничениями в рамках вектора погрешности и другие.

Таким образом, разработка методологии определения количества добытого полезного ископаемого основана на решении важной научной проблемы, связанной с разработкой методов и базирующихся на них технических и методических решений, обеспечивающих повышение качества результатов измерений на основе использования априорной информации при минимизации материальных затрат на внедрение новых средств измерений. Для решения указанной проблемы потребовалось привлечение методов теоретической метрологии, теории оценивания неизвестных параметров и математической статистики.

Как показали исследования, на практике применение методов наименьших квадратов при обработке результатов совместных (групповых) измерений не всегда корректно, так как это строго обосновано лишь в том случае, когда погрешности измерений входных величин модели измерений и систематические погрешности измерений выходных величин пренебрежительно малы. В этом случае, для обработки экспериментальных данных применяют специальные методы (методы конъюгентного анализа), либо необходимо так изменить технологию проведения измерений, чтобы применение метода наименьших квадратов было бы корректно.

В предлагаемой методике определение поправок выполняется на основе метода совокупных измерений группы показателей на едином технологическом этапе системы сбора и подготовки, для которых модель измерений представлена в следующем виде:

$$\sum_{j=1}^L M_j^{(n)} = \lambda_1 \cdot \sum_{j=1}^L M_j^{(m)} + \lambda_2$$

где: $j=1 \dots L$ – объём выборки;
 n, m – группы показателей;
 λ_1, λ_2 – параметры линейной регрессии.

Основой метода является минимизация полной ошибки оценивания путём совместной статистической обработки результатов измерений массы извлеченной нефти и его измерений на некотором этапе системы сбора и подготовки

$$\sum_{j=1}^L (M_j^{(n)} - \hat{M}_j^{(n)})_{(K)}^2 \rightarrow \min_{(K)}$$

Задача сводится к определению параметров линейной регрессии в области допустимых решений и оценкой параметров на каждом шаге итерации (K). Оценки максимального правдоподобия параметров ►

⁴ Поправочный множитель – числовой коэффициент, на который умножают неисправленный результат измерения с целью исключения влияния систематической погрешности. (РМГ 29-99, п.9.18)

линейной регрессии $\hat{\lambda}_1, \hat{\lambda}_2$ определяются методом конъюгентного анализа, применяемого в математической статистике для случаев, когда погрешности измерений групп показателей имеют порядок, который не может не учитываться при расчётах. При сходимости $\hat{\lambda}_1 \rightarrow 1, R \rightarrow 1$ (корреляция), $\hat{\sigma}^2(\lambda) \rightarrow \min$ определяется состоятельная оценка $\hat{\lambda}_2 \rightarrow \Delta_{\text{погр}}$, которая даёт поправку к измеренному значению. Если формально, применить метод наименьших квадратов, взяв в качестве аргументов поочерёдно измерения по каждой группе показателей, то обобщённая прямая ортогональной регрессии будет лежать между двумя прямыми, построенными методом наименьших квадратов.

Для наглядности на рисунках 1, 2 и 3 в качестве примера представлены результаты расчёта соответственно зависимостей $\hat{\lambda}_1, \hat{\lambda}_2$ и R от динамики решения. Как видно из представленных графиков, на определённом шаге итерации и ортогонального приближения, сходимость и стационарность результатов расчёта позволяют однозначно идентифицировать решение.

Наиболее важным моментом внедрения и применения методики является правильная организация проведения учётных операций в течение отчётного периода. В целях выполнения данного требования и исключения метрологических и иных рисков разработан методологический подход к системе учёта на предприятии, цель которого заключается в стандартизации технологических, измерительных и информационных процессов, методов обработки результатов измерений, а также документооборота предприятия, влияющих на формирование достоверной исходной информации. Основным принципом, заложенным в структуру системы учёта и материального баланса предприятия, является принцип декомпозиции процесса учёта на частные задачи:

- определение технологических процессов (стадий, этапов) и мест проведения измерений;
- определение измерительных процессов в местах проведения измерений и оформление результатов измерений;
- применение результатов измерений в целях обеспечения основных функций системы учёта.

К основным функциям системы относятся:

- обеспечение выполнения требований законодательства об охране недр, налогообложения, обеспечении единства измерений;
- обеспечение достоверности, полноты и прослеживаемости измерительной, расчётной и учётной информации на всех технологических этапах;
- снижение экономических и налоговых рисков при организации и ведении учёта углеводородного сырья на предприятии.

Сама система учёта углеводородного сырья представляет совокупность той части технической и организационной основы предприятия и их методического, метрологического и информационного обеспечения, что при функционировании во взаимодействии обеспечивают достоверный учёт, и тем самым обеспечивают

минимально-необходимые требования в сфере государственного регулирования.

Практическая апробация методики в ряде добывающих предприятий показала её возможности:

1. Определять количество добытой нефти и попутного газа по каждому лицензионному участку (ЛУ) раздельно, как при косвенном, так и при прямом методе
2. Определять количество фактически добытой нефти и попутного нефтяного газа по завершении технологического цикла подготовки по каждому ЛУ
3. Определять фактические потери при добыче по каждому ЛУ
4. Обеспечить единый методический подход к определению количества добытой нефти для участков недр с различной выработанностью, подготовка которой производится на едином пункте подготовки
5. Определить ошибки и промахи при ведении оперативного учёта в течение отчётного периода
6. Обосновать управление оперативными данными учёта
7. Выполнить лицензионные соглашения без дополнительных капиталовложений
8. Обосновать выбор объекта учёта, относящегося к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений
9. Обосновать использование коммерческих узлов учёта нефти на границе балансовой принадлежности для определения фактической добычи
10. Обеспечить интеграцию в любой программный продукт

Эффективность практической реализации методики и в целом методологии по учёту заключается в качественной и правильной организации оперативного учёта на предприятии и его метрологического обеспечения в течение всего отчётного периода.

Принципиальными отличиями предлагаемой методики по отношению существующим являются:

1. Добытое полезное ископаемое за отчётный период определяется не суммированием суточных данных о добыче, а уточнением извлечённого сырья по окончании отчётного периода
2. Учитывается целевое назначение технологических потерь в рамках требований главы 25 НК РФ и потерь при добыче – главы 26 НК РФ
3. Применяются обоснованные методы измерений и методы обработки результатов измерений
4. Дается количественная оценка достоверности получаемых результатов
5. Управление оперативными данными в целях определения добытого полезного ископаемого за отчётный период производится не ежесуточно, а по завершении отчётного периода.
6. Допускает обоснованную корректировку оперативной информации
7. Устраняет проблемы, связанные с небалансами в системе сбора и подготовки
8. На разработанные методики получены положительные заключения институтов и экспертов ФНС и Минфина РФ
9. На разработанные методики получены

положительные заключения экспертов Минприроды

В качестве вывода необходимо отметить, что практическое внедрение в ряде нефтегазодобывающих организациях рассмотренной технологии организации учёта углеводородного сырья позволило:

- применить экономически целесообразные методы определения количества добытого полезного ископаемого в соответствие с требованиями Налогового Кодекса РФ;
- обеспечить единство учётных данных, представляемых в различные государственные контролирующие органы;
- регламентировать перечень минимально-необходимых обязательных измерений;
- снизить метрологические риски в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений;
- предложить эффективные организационные формы управления процессом учёта на предприятии, а также оптимизировать документооборот предприятия по учёту и другие.

Как определено в одном из экспертных заключений, сделанных специалистами Минприроды РФ по системе учёта одной из добывающих организаций, «актуальность такого подхода подтверждается в Бюджетном послании Президента Российской Федерации, содержащем направления бюджетной политики в 2010-2012 гг. в котором большое значение придается оптимизации системы налогов и таможенных платежей, связанных с добычей и экспортом нефти и нефтепродуктов, с учетом того, что поступления от данного сектора в среднесрочной перспективе будут в значительной степени формировать доходы бюджетной системы». ■

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА:

1. Рабинович С.Г. Погрешности измерений, - Л.: Энергия. 1978.
2. Лотонов М.А. Эффективная смещенная оценка параметра биномиального распределения и учет априорной информации //Измерительная техника.1996.
3. Лотонов М.А. Эффективность смещенных оценок параметров законов распределения //Измерительная техника.1996.
4. Лотонов М.А. Нелинейные оценки вероятности события в испытаниях по схеме Бернулли с учетом априорной информации //Измерительная техника.1995.
5. Лотонов М.А. и др. Авторское свидетельство №1519330. Способ определения погрешности расходомеров разветвленного трубопровода, 1989.
6. Рабинович С.Г., Сирая Т.Н. Условия применения метода наименьших квадратов и оценивание погрешностей при построении градуировочных характеристик// Методы обработки результатов наблюдений при измерениях. Труды метрологических институтов. Вып.242, 1979.
7. Сирая Т.Н. Методы конъюгентного анализа для построения линейных зависимостей// Методы обработки результатов наблюдений при измерениях. Труды метрологических институтов. Вып.242, 1979.