

МЕТРОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ УЧЕТА ДОБЫВАЕМЫХ НЕФТИ И ГАЗА

Крупные месторождения России вошли в позднюю стадию разработки с падающим уровнем добычи. Возрастает удельный вес трудноизвлекаемых запасов, эффективность выработки которых может быть достигнута лишь при условии применения комплекса мер, связанных как с внедрением новых технологий ПНП, так и более полного применения системы метрологического обеспечения измерений на стадиях проектирования, разработки и эксплуатации месторождения.

Увеличение точности и достоверности результатов измерения объема добываемых углеводородов, таким образом, является важной государственной задачей: по мнению специалистов, увеличение нефтеотдачи на разрабатываемых месторождениях России на 1% равносильно открытию нескольких крупных месторождений, которые могут обеспечить 2,5–3-летнюю добычу нефти по стране.

ВЛАДИМИР СОЛОВЬЕВ, директор ФГУП «ВНИИРасходомерии»

АЛЕКСЕЙ ТАЙБИНСКИЙ, заместитель директора по развитию

ИОСИФ ФИШМАН, заместитель директора по научной работе

Нормативно-правовая база обеспечения измерений количества продукции в отрасли включает в себя ряд федеральных законов («О недрах», «Об обеспечении единства измерений», «О техническом регулировании»), постановлений Правительства («Об утверждении правил учета нефти», «Об эталонах единиц величин...», «О перечне средств измерений...»), а также приказ Минэнерго «Об утверждении Правил учета газа».



В документах, регламентирующих разработку месторождений УВ, отсутствует обязательное требование о проведении метрологической экспертизы проекта

В свою очередь, степень извлечения нефти, определение количества нефти в залежи и количество добытой нефти закладываются на стадии технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых, которые регламентируются постановлением Правительства «Об утверждении положения о подготовке, согласовании и утверждении технических проектов разработки месторождений полезных ископае-

мых и иной проектной документации...», приказом Минприроды РФ, ГОСТ и другими нормативно-правовыми документами.

Необязательность...

Во всех перечисленных документах, регламентирующих структуру и оформление проектной документации на разработку месторождений углеводородного сырья, отсутствует обязательное требование о проведении метрологиче-

ской экспертизы проекта, что противоречит ст. 23 Закона РФ №2395-1 «О недрах» и ст. 14 Закона РФ №102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений».

Проведение метрологической экспертизы проектов позволит оптимизировать выбор средств измерения и контроля условий эксплуатации скважин, методов и средств измерения скважинной жидкости, нефти, контроля качества воды, закачиваемой в пласт, количества попутного нефтяного

Погрешность измерения количества нефти на скважине, скважинах, залежи, участке недр				
Добывающая скважина (ИУ)	ГЗУ (ИУ)	ГЗНУ, ДНС, УПСВ (ИУ, СИКНС)	УПН (вход — ИУ, СИКНС)	Приемо-сдаточный пункт (СИКН)
Нормативные документы				
ГОСТ Р 8.615			ГОСТ Р 51858	
РД 07-261, ГОСТ Р 8.647, ГОСТ Р 8.595, ГОСТ Р 8.596, РД 39-30-627, Временные рекомендации... МИ 2525, МИ 2693				
Измерения (погрешность)				
±2,5%	±2,5%	±0,25–2,5%	±0,25–0,5%	±0,25%
Определение количества нетто нефти (погрешность)				
±2,5–15%	±2,5–15%	±0,35–15%	±0,35–1,5%	±0,35%
Нефть в скважинной жидкости			подготовленная нефть	

газа, алгоритма и методики определения количества нефти.

Метрологическая экспертиза обеспечит реализацию положений Федерального закона от 3.12.2011 №382-ФЗ «О государственной информационной системе топливно-энергетического комплекса» и будет способствовать получению объективных и достоверных результатов измерений, обеспечению прозрачности при определении налогооблагаемой базы нефтегазодобывающих предприятий и применении льгот при добыче трудноизвлекаемых углеводородов, повышению эффективности используемого оборудования и

средств измерения, степени извлечения углеводородного сырья.

Отсутствие метрологической экспертизы объектов может приводить к серьезным экономическим последствиям. К таковым относятся отсутствие возможности контроля и реального обеспечения единства измерений количества нефти и попутного нефтяного газа в залежи, а также недостоверный подсчет добычаемой водогазонефтяной смеси, нефти, попутного нефтяного газа.

Прямое следствие — недостоверное определение налогооблагаемой базы при добыче трудноизвлекаемых запасов, высокая

стоимость затрат на эксплуатацию лицензионных участков месторождений УВ.

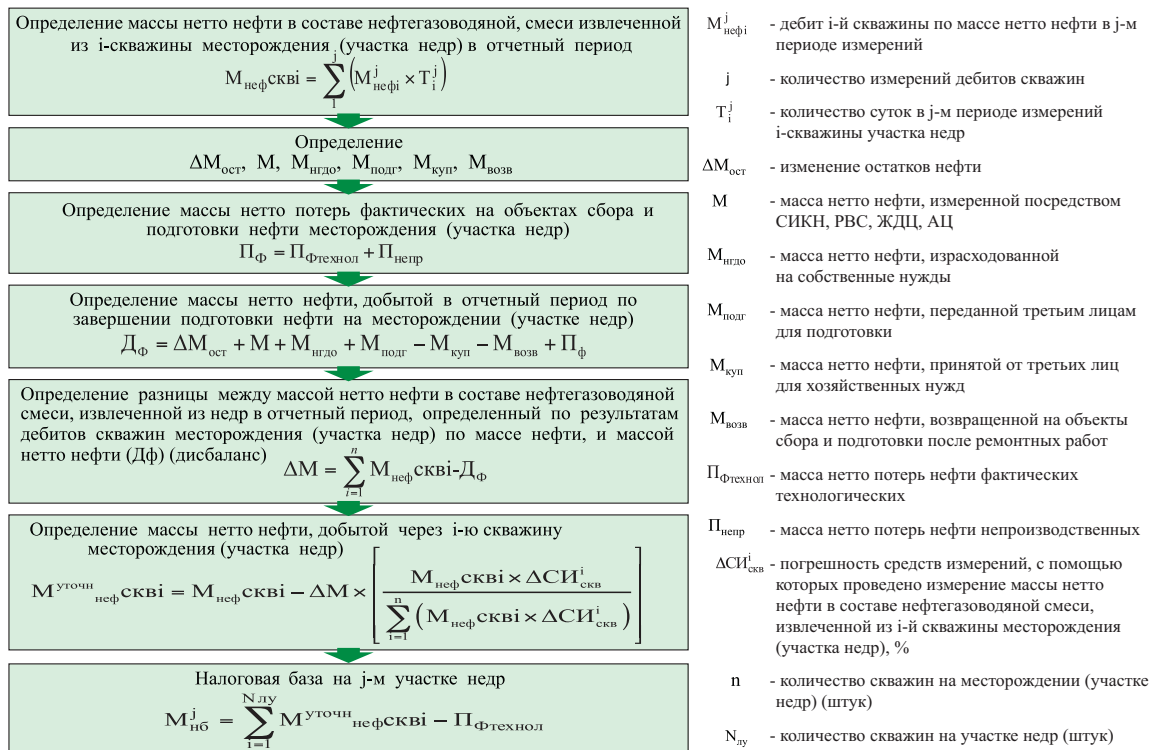
ТриЗ... на глазок

В Налоговый кодекс внесены изменения и дополнения, направ-

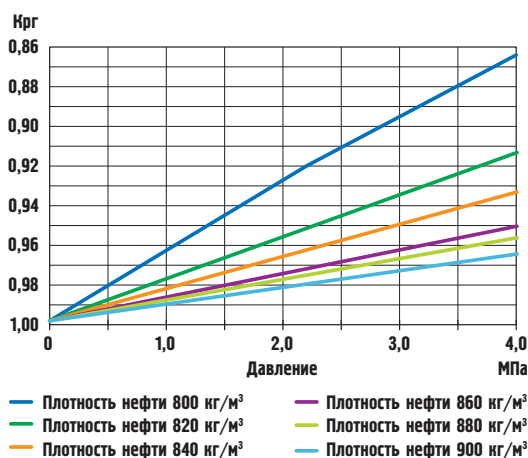
Прямое следствие – недостоверное определение налогооблагаемой базы, высокая стоимость затрат на эксплуатацию лицензионных участков

ленные на стимулирование добычи трудноизвлекаемых запасов. Глава 26 НК РФ предусматривает

АЛГОРИТМ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МАССЫ НЕТТО НЕФТИ, ДОБЫТОЙ ЧЕРЕЗ СКВАЖИНЫ МЕСТОРОЖДЕНИЯ (УЧАСТКА НЕДР) И РАСЧЕТ НАЛОГОВОЙ БАЗЫ



ВЛИЯНИЕ КОЛИЧЕСТВА РАСТВОРЕННОГО ГАЗА НА РЕЗУЛЬТАТ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МАССЫ НЕФТИ



Коэффициент влияния растворенного газа на объем нефти зависит от давления и плотности нефти и не зависит от содержания растворенного газа в нефти.

Расхождение в массе нефти по (1) и данным зависимостям приводит к величинам порядка 9%.

Считаем необходимым проведение исследований с целью определения единого методологического подхода к определению количества растворенного газа в нефти с последующим предложением о внесении изменений в Правила учета нефти

необходимость измерения количества добываемой скважинной жидкости и определение ее физико-химических свойств по каждой скважине, работающей на залежи углеводородного сырья, не реже четырех раз в месяц. Хотя, как все понимают, обеспечить это очень непросто.

Правила учета нефти, разработанные Минэнерго и утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 16 мая 2014 г. №451, практически переносят периодичность измерения (не реже пяти раз в месяц) количества добытых трудноизвлекаемых запасов нефти на не льготируемые участки, месторождения. При этом не обеспечивается в полной мере контроль со стороны государства за получением результата измерений на всех стадиях измерений, включая операции по пробоотбору, проведения анализов в лаборатории и определения количества нефти и попутного нефтяного газа.

Указание о проведении измерений количества добываемой скважинной жидкости не реже че-

тырех (пяти) раз в месяц на практике приводит к тому, что измерение количества добытой нефти может определяться раз в неделю, а результат измерения будет переноситься автоматически на весь следующий период и, как следствие, мы можем получить недостоверный результат измерения о количестве добытых нефти и попутного нефтяного газа.

Такая постановка задачи не способствует внедрению современных автоматизированных систем и средств измерения количества добываемых нефти и попутного нефтяного газа в режиме реального времени, освоенных в производстве отечественными товаропроизводителями. И, по сути, не обеспечивает достоверный и объективный контроль за количеством добытой нефти (см. «Погрешность измерения...»).

Считаем необходимым...

...ввести в действие алгоритм определения массы нетто нефти

ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ

Изменения в проекте новой редакции ГОСТ Р 8.615:

БЫЛО:	СТАЛО:
6 Требования к измерениям количества сырой нефти и нефтяного газа по отдельной скважине	6 Требования к измерениям количества сырой нефти и свободного попутного нефтяного газа по отдельной скважине, группе скважин с применением ИУ
6.1 Пределы допускаемой относительной погрешности измерений:	6.1 Количество сырой нефти и свободного попутного нефтяного газа по отдельной скважине измеряют посредством ИУ
а) массы сырой нефти $\pm 2,5\%$;	6.1.1 Пределы допускаемой основной относительной погрешности измерений с помощью ИУ:
б) массы сырой нефти без учета воды при содержании воды в сырой нефти (в объемных долях):	а) массы сырой нефти не более $\pm 2,5\%$;
до 70% $\pm 6\%$;	б) массы сырой нефти без учета воды при содержании воды в сырой нефти (в объемных долях):
от 70% до 95% $\pm 15\%$;	от 0% до 70% не более $\pm 6\%$;
свыше 95% предел допускаемой относительной погрешности устанавливают в МВИ, утвержденных и аттестованных в установленном порядке;	свыше 70% до 95% не более $\pm 15\%$;
в) объема свободного нефтяного газа: $\pm 5\%$.	свыше 95% не нормируется;
БЫЛО:	в) объема свободного попутного нефтяного газа, приведенного к стандартным условиям не более $\pm 5\%$.
Пределы допускаемой относительной погрешности МВИ массы нетто сырой нефти с применением СИКНС Мн, %	СТАЛО:
От 0 до 5 $\pm 0,35$	Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто сырой нефти с применением СИКНС Мн, %, в зависимости от содержания объемной доли воды в сырой нефти φ , %
от 5 до 10 $\pm 0,4$	От 0 до 5 $\pm 1,0$
От 10 до 20 $\pm 1,5$	Свыше 5 до 15 $\pm (0,15 \varphi + 0,25)$
От 20 до 50 $\pm 2,5$	Свыше 15 до 35 $\pm (0,075 \varphi + 1,375)$
От 50 до 70 $\pm 5,0$	Свыше 35 до 55 $\pm (0,15 \varphi - 1,25)$
От 70 до 85 $\pm 15,0$	Свыше 55 до 65 $\pm (0,3 \varphi - 9,5)$
Примечание. При содержании объемной доли воды в сырой нефти более 85% погрешность нормируется по МВИ	Свыше 65 до 70 $\pm 10,0$
	Примечание. При содержании объемной доли воды в сырой нефти свыше 70% погрешности нормируют по МИ

ДИСКУССИИ:

Вопрос: *Насколько целесообразно требовать от ВИНК замеры количества добываемой жидкости на скважинах с минимальной погрешностью?*

Иосиф Фишман: Погрешность измерения товарной нефти на узлах сдачи составляет 0,25–0,35%. Для сравнения: погрешность учета отпускаемого чистого продукта на наших бензоколонках никак не ниже 0,5%. Конечно, пытаться доводить погрешность измерения на скважинах с сегодняшних 15% до такого уровня не нужно, не реально, экономически не обоснованно. Но двигаться в направлении улучшения учета количества добываемой нефти на скважинах все же следует. Главная причина высокой погрешности измерений сейчас — это свободный газ, влияние которого на измерение трудно оценить количественно, но оно очень значительно.

Вопрос: *При учете ПНГ расходомеры поверяются в идеальных условиях на воздухе, фактически же они работают в условиях объектов промыслового сбора с большим количеством капельной жидкости в потоке, когда сложно оценить реальную погрешность. Есть ли какие-то методики?*

И.Ф.: Сейчас у нас в институте разрабатывается эталон влажного газа, и мы сможем испытывать расходомеры на влияние капельной жидкости в потоке. Также у нас в институте разрабатываются методические подходы по оценке влияния количества капельной жидкости на результаты измерения. Мы знаем эту проблему и работаем над ней.

Вопрос: *Насколько средства, приборы для измерений и ПО в этом секторе нуждаются в импортозамещении?*

И.Ф.: На мой взгляд, проблемы здесь нет. Разработчики приборов и заводы в значительной степени готовы поставить в отрасль продукцию мирового уровня. Уже сейчас среди используемого оборудования не менее половины отечественного, не уступающего по качеству зарубежному.

Но есть и сложности. Я знаю случай, когда одна из наших крупнейших компаний уже полгода не платит за полученное оборудование, и управы на эту компанию нет. Вот эти проблемы надо устранять.

Вопрос: *В связи с внедрением в следующем году ГОСТа «Измерение количества извлекаемой из недр нефти и нефтяного газа» нужно ли нашей лаборатории проходить аккредитацию?*

И.Ф.: Аккредитацию проводит не Росстандарт, а Росаккредитация. И проводит достаточно жестко. В процессе аккредитации необходимо будет уделить большую внимание, в том числе, вопросам аттестации испытательного оборудования. Так что аккредитацию проходить придется.

(см. «Алгоритм...»), который обеспечил бы (1) выполнение требований Налогового кодекса по определению количества нефти на скважине, скважинах залежи, участке недр; (2) повышение достоверности величины НДСПИ; (3) эффективность контроля за производственно-технологической деятельностью добывающего предприятия; (4) эффективность нефтедобычи; (5) формирование достоверных данных для АСУ «Нефтеконтроль» на всех участках сбора.

Также очень важно не только выбрать правильную методику учета растворенного в нефти газа, которых имеется целых три (иначе растворенный в нефти газ будет учтен как добытая нефть, а затем, по мере его испарения, количество учтенной нефти уменьшится, см. «Влияние количества растворенного газа...»), но и внести изменения в ГОСТ Р 8.615 (см. «Предложения по совершенствованию»).

Эталоны ВНИИР

ФГУП «ВНИИР» — головной научно-исследовательский инсти-

тут в структуре Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в области обеспечения единства измерений расхода и количества жидкости, газа, газожидкостных потоков, а также уровня и вместимости.

В состав эталонной базы института входят девять эталонов. В 2011 году был введен в действие Государственный первичный специальный эталон единицы массового расхода газожидкостных смесей ГЭТ 195-2011, возглавляющий поверочную схему современных многофазных расходомеров.

В настоящее время одной из нерешенных является проблема передачи единицы расхода (количества) от государственных первичных эталонов средствам измерения на скважине. Для ее решения необходимы создание полигонов, поверочных и калибровочных лабораторий, разработка стационарных и мобильных эталонных установок для передачи единицы измерения от эталона к скважинам.

ФГУП «ВНИИР» принимает участие в данных работах, сотруд-

ничая с ОАО «Газпром» и ОАО «НК «Роснефть» на условиях ГЧП. С использованием этой схемы создается Уральский эталонный комплекс «Газпрома», в этом году должен быть введен в действие эталонный комплекс «Роснефти» в Нефтеюганске для испытаний, поверки и калибровки расходомер-

ТРИЗ: Правила учета нефти Минэнерго не обеспечивают в полной мере контроль со стороны государства за получением результата измерений

ров, расходомеров-счетчиков и счетчиков жидкости и газа.

Установка для поверки и калибровки расходов жидкостей до 1500 кубов в час, как и другие эталонные установки в Нефтеюганске, будут находиться на балансе «Роснефти», но могут использоваться и в целях государственных испытаний. Подобные схемы планируется использовать и при работе с другими отечественными нефтегазодобывающими компаниями. 