

ПРОБООТБОР «ВЛАЖНОГО» ГАЗА НА ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ И НЕФТЯНЫХ СКВАЖИНАХ

УДК 620.113

С.Л. Малышев, к.т.н., ФГУП «Всероссийский научно-исследовательский институт расходомерии» (Казань, РФ),
ot9vniir@yandex.ru

Р.С. Малышев, ООО НПП «ГКС» (Казань, РФ), roman.malyshev@nppgks.com

При добыче углеводородного сырья первостепенное значение как с точки зрения экономики, так и повышения эффективности применяемых технологий имеет измерение дебита компонентов продукции скважин. Кроме того, в связи с внесением изменений в Налоговый кодекс РФ [1] и принятием «Правил учета нефти» [2] необходимо определять количество добываемого углеводородного сырья за вычетом балласта (массы нетто) непосредственно на скважинах. Для получения достоверных результатов анализа содержания балласта важную роль играет корректный отбор проб скважинной продукции. Репрезентативность проб существенно зависит от методов и оборудования, используемых при пробоотборе. Применительно к добыче природного газа и газового конденсата, чтобы оценить эффективность отделения газовой фазы с целью уменьшения капельного уноса углеводородной жидкости, необходимо отбирать пробы на выходе из многоступенчатых сепарационных установок при подготовке сырья к транспортировке и дальнейшей переработке. Подобную многофазную среду, содержащую до 15 об. % капельной жидкости в газожидкостной смеси (в условиях измерений), зарубежные специалисты называют «влажным» газом [3, 4].

В работе приведен анализ структуры течения газожидкостной смеси в режиме «влажного» газа. Показано, что при отборе проб подобной многофазной среды следует учитывать неоднородность распределения ее компонентов в поперечном сечении трубопровода, в связи с чем возникает необходимость совершенствования конструкции пробозаборного зонда для обеспечения репрезентативности отбираемых проб. Описывается предложенная ООО «ТюменНИИгипрогаз» система пробоотбора, перспективная для решения данной задачи.

Авторами предложена оригинальная конструкция щелевого зонда секторного типа, позволяющего отбирать пробы, наиболее точно отражающие истинное соотношение фаз в осесимметричном потоке газожидкостной смеси. Сделан вывод о том, что данная конструкция с учетом дальнейшей инженерной доработки и испытаний на газожидкостном стенде имеет хорошую перспективу внедрения в качестве пробозаборного зонда систем пробоотбора для применения в газожидкостной среде, именуемой «влажным» газом.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: «ВЛАЖНЫЙ» ГАЗ, КАПЕЛЬНАЯ ЖИДКОСТЬ, УНОС ЖИДКОСТИ ИЗ СЕПАРАТОРА, ПРОБООТБОРНАЯ СИСТЕМА, ПРОБОЗАБОРНЫЙ ЗОНД, ПРЕДСТАВИТЕЛЬНОСТЬ ПРОБЫ.

При добыче углеводородного сырья необходимо проводить лабораторный анализ и измерения физических и химических свойств – обводненности, компонентного состава, а также содержания фаз в газожидкостной смеси, например, в продукции газоконденсатных скважин. Для определения количественного содержания компонентов газожидкостной смеси проводится периодический отбор проб скважинной продукции. Несмотря на широкий ассортимент

пробоотборных систем (ПС), следует отметить, что задача обеспечения репрезентативности проб весьма актуальна. Проводимые добывающими предприятиями исследования подтверждают, что результат измерений (особенно – по показателю влагосодержания) существенно зависит от конструкции ПС и методики анализа [5]. Содержание пластовой воды в балласте скважинной жидкости, как правило, велико, что учитывается при корректировке

технологии добычи для повышения ее эффективности.

Зависимость измеренных параметров отобранных проб от конструкции ПС свидетельствует о неоднородности структуры многофазного потока, который представляет собой продукция углеводородных скважин. Это существенно увеличивает погрешность пробоотбора ввиду отличия содержания компонентов в пробах от их средневзвешенных значений.

S.L. Malyshev, PhD in engineering, All-Russian Research Institute for Flow Metering (Kazan, the Russian Federation), ot9vniir@yandex.ru

R.S. Malyshev, GKS Research and Production Enterprise (Kazan, the Russian Federation), roman.malyshev@nppgks.com

Wet gas sampling at gas condensate and oil wells

Measuring the rate of well production components is of primary importance for hydrocarbon feedstock production both from the economic perspective and for improving technological efficiency. Moreover, due to the amendments introduced into the Tax Code of the RF [1] and adoption of Rules for oil metering [2] it is required to determine the quantity of produced hydrocarbon feedstock minus ballast (net weight) directly at wells. To get reliable results of ballast content analysis it is necessary to ensure correct well production sampling. Sample representativeness significantly depends on sampling methods and equipment. As for natural gas and condensate production, to assess gas phase separation efficiency aimed at hydrocarbon liquid carryover decrease samples should be taken at the outlet of multi-stage separation units during gas treatment for transmission and further processing. The foreign specialists call such multi-phase media with up to 15 % vol. of dropping liquid in gas liquid mixture wet gas [3, 4].

The paper analyses the structure of gas liquid mixture in wet gas mode. It has been demonstrated that when taking samples from a similar multi-phase media one should take into account the distribution heterogeneity of its components in the pipeline cross section. This causes the need to improve the sampling probe design for the purpose of ensuring sample representativeness. The paper describes the promising sampling system developed by TymenNIIgiprogaz LLC, which can be used for this task.

The authors put forward an original design of a sector-type slotted probe that allows to take samples precisely reflecting true correlation of phases in the axial-symmetric flow of gas liquid mixture. The conclusion is that this design after further engineering development and testing at a gas liquid bench is very promising for application as a sampling probe for gas liquid media or wet gas.

KEYWORDS: WET GAS, DROPPING LIQUID, LIQUID CARRYOVER FROM SEPARATOR, SAMPLING SYSTEM, SAMPLING PROBE, SAMPLE REPRESENTATIVENESS.



МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

Методы отбора проб регламентированы различными нормативными документами, в том числе – государственными и отраслевыми стандартами, аттестованными методиками, инструкциями и рекомендациями, разрабатываемыми метрологическими институтами, для каждой разновидности продукции скважин: сырой нефти (нефтеводогазовой смеси) [6, 7], газового конденсата [8], газа се-

парации с содержанием капельной жидкости [9], а также природного и попутного нефтяного газа [10, 11].

От того, насколько химический и фазовый состав пробы соответствует средневзвешенным параметрам смеси в объеме, зависит достоверность результата анализа. На репрезентативность существенно влияет конструкция зонда и способа отбора пробы. Схемы наиболее распространенных типов применяемых пробозабор-

ных зондов (ПЗ) представлены на рис. 1. Для потока равномерного состава (после смесителя или однородной смеси по своим физическим свойствам) достаточно одной изогнутой трубки, установленной на продольной оси трубопровода. Если смесь склонна к расслаиванию, устанавливают несколько трубок. Для склонной к расслаиванию многокомпонентной смеси с высокой неоднородностью состава (нефтеводогазовая

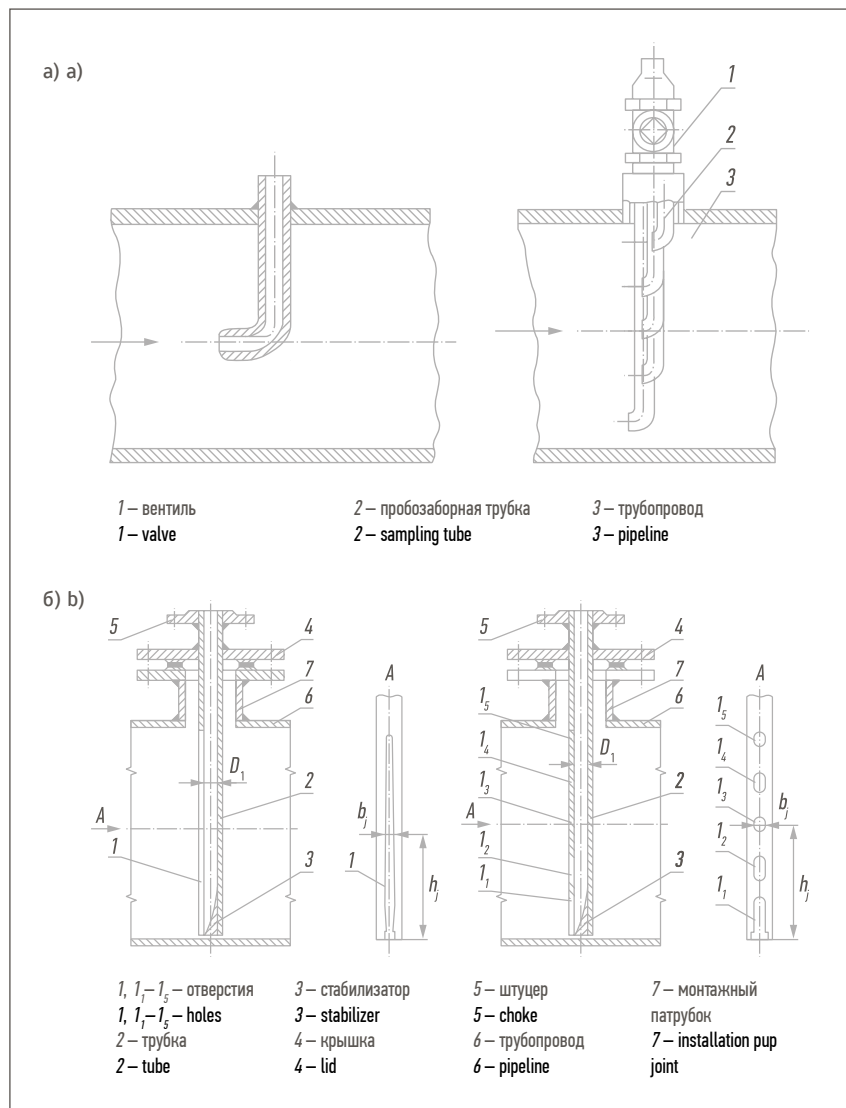


Рис. 1. Наиболее распространенные типы ПЗ [6]: а) зонд трубчатого типа; б) зонд щелевого типа
Fig. 1. The most popular sampling probes (SP) types [6]: a) tube probe; b) slotted probe

смесь) используют ПЗ щелевого типа.

При отборе проб на газоконденсатных скважинах необходимо учитывать, что жидкая фаза в преобладающей газовой фазе распределена весьма неравномерно, и для подобной среды, особенно если следует определить количественно содержание фаз, такой метод измерений может привести к существенной ошибке при интерпретации результатов анализа.

Например, при кольцевой структуре течения газожидкостной смеси, наблюдаемой, в частности, в продукции газоконденсатных

скважин, неравномерность распределения жидкой фазы может быть значительной и изменяться во времени в зависимости от параметров потока. Подобный эффект наблюдается в штуцере газоконденсатной скважины, где происходит переход нестабильного газового конденсата в газовое состояние и обратно в результате ретроградной конденсации, при этом объемное содержание жидкой фазы может варьироваться в пределах от 0 % до 15 %. По данным Норвежского общества дипломированных технических и научных специалистов (Текна) и специалистов по измерению расхода нефти и газа (NFOGM)

такой поток газожидкостной смеси принято называть «влажным» газом [3, 4].

СТРУКТУРА ТЕЧЕНИЯ «ВЛАЖНОГО» ГАЗА

В данной работе рассматривается проблема обеспечения репрезентативности пробозабора применительно к среде «влажного» газа. Гидродинамические исследования показали, что течение в трубопроводе подобной газожидкостной среды зависит от объемного содержания жидкой фазы в смеси и соответствует кольцевому и капельному режимам (рис. 2) [12]. Капельный режим, в частности, реализуется при течении попутного нефтяного газа, отделяющегося из нефтегазовой смеси в сепараторах и уносящего с собой также капли жидкости. Кольцевой режим чаще встречается в трубопроводах скважин месторождений, добывающих природный газ и газовый конденсат, в которых газовая фаза выступает носителем жидкой фазы легких фракций углеводородов и пластовой воды. В поперечном сечении трубопровода картина распределения жидкой фазы неравномерная, но для кольцевого и капельного режима течения газожидкостной смеси характерна осесимметричная структура. В этом случае конструкция и расположение ПЗ играет решающую роль при определении содержания жидкости в смеси.

Производители ПС разработали несколько способов для обеспечения достоверности измерений в таких условиях. Одно из возможных технических решений – применение различных типов смесителей. Однако их эффективность для данной структуры течения может быть низкой, а в некоторых случаях эта методика ухудшает показатели представительности проб.

СПОСОБЫ И УСТРОЙСТВА ОТБОРА ПРЕДСТАВИТЕЛЬНЫХ ПРОБ

Тюменским предприятием ООО «ТюменНИИгипрогаз» разработана мобильная замерная



АМУРСКИЙ ГПЗ

ПРОЕКТ СТРОИТЕЛЬСТВА НОВОГО ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕГО ЗАВОДА —
№1 В РОССИИ И №2 В МИРЕ ПО МОЩНОСТИ



САМОЕ СОВРЕМЕННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ. САМЫЕ СОВРЕМЕННЫЕ ДОСТИЖЕНИЯ В ОБЛАСТИ ГАЗОПЕРЕРАБОТКИ.

С 2019 ГОДА АМУРСКИЙ ГПЗ НАЧИНАЕТ НАБОР ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО ПЕРСОНАЛА

КАРЬЕРА
НА АМУРСКОМ ГПЗ
OK@AMURGPZ.RU

ЖДЕМ ВАШИ РЕЗЮМЕ!
ok@amurgpz.ru



Таблица. Распределение виртуальных зон по относительному расстоянию от оси трубопровода
Table. Virtual zone breakdown by relative distance from pipeline axis

| № зоны Zone No. | Виртуальная зона, $R_i/R_{шт}$ Virtual zone, R_i/R_{ch} | Середина зоны, $R_i/R_{шт}$ Mid-zone, R_i/R_{cn} | Относительная площадь, S_i/S Relative area, S_i/S |
|--------------------|--|---|--|
| 1 | 0–0,45 | 0,32 | 0,2 |
| 2 | 0,45–0,63 | 0,55 | 0,2 |
| 3 | 0,63–0,77 | 0,71 | 0,2 |
| 4 | 0,77–0,89 | 0,84 | 0,2 |
| 5 | 0,89–1,00 | 0,95 | 0,2 |

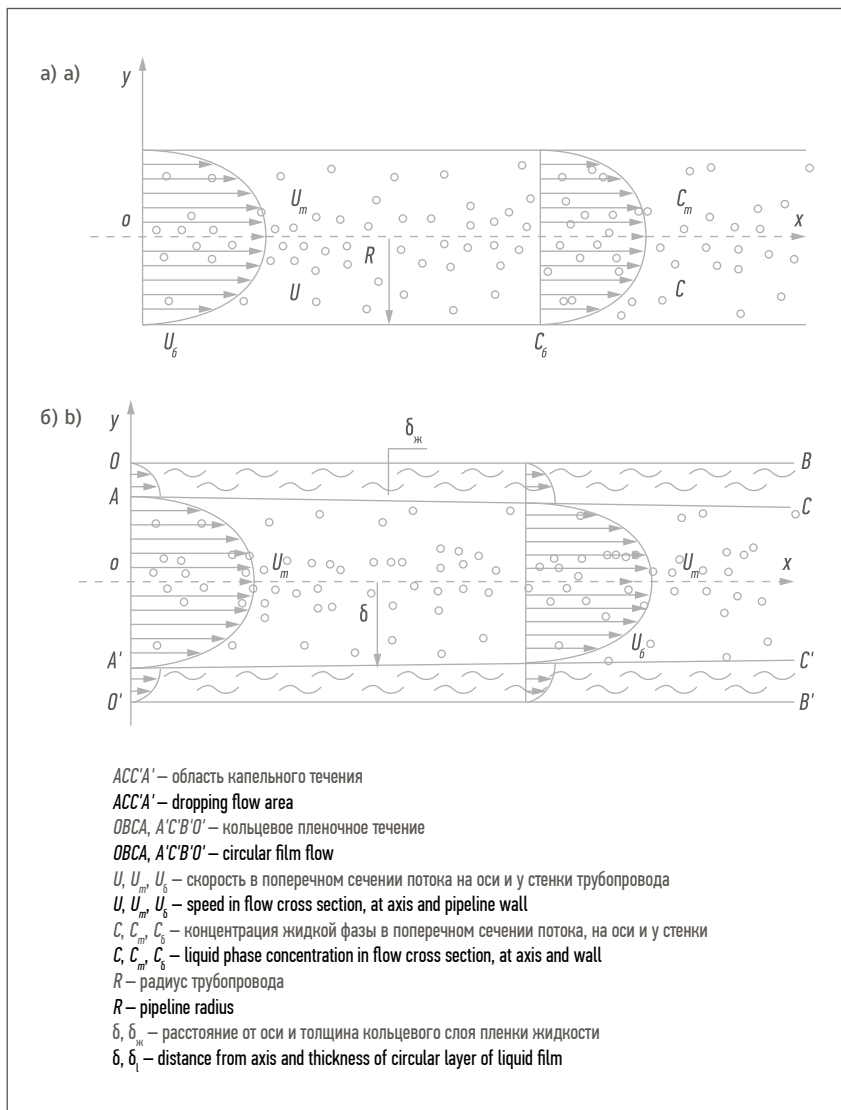


Рис. 2. Схема течения влажного газа в трубопроводе круглого сечения [12]:

а) капельное течение; б) кольцевой режим

Fig. 2. Wet gas flow scheme in round pipeline [12]: a) dropping flow; b) circular mode

установка для исследований газоконденсатных и нефтяных скважин. Ее основное преимущество заключается в так называемом «сканировании» потока путем передвижения ПЗ в поперечном сечении

штуцера скважины площадью S , условно разделенном на несколько кольцевых зон равной площади S_i , вдоль внутреннего радиуса штуцера $R_{шт}$ от центра к стенке (рис. 3, табл.). Основным недостатком метода

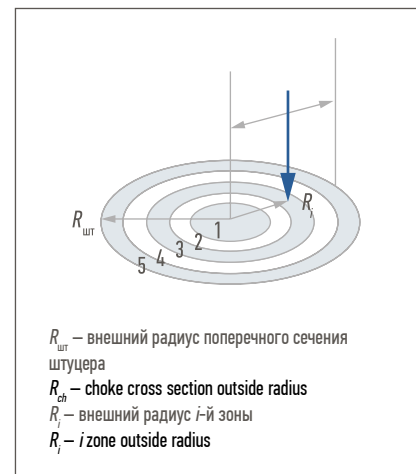


Рис. 3. Схема разделения поперечного сечения штуцера скважины на зоны [13]
Fig. 3. Well choke cross section division into zones [13]

непосредственно вытекает из его преимущества: сама процедура перемещения зонда в штуцере скважины занимает определенный промежуток времени. Из-за неравномерности состава газожидкостной смеси и пульсаций, вызываемых насосным оборудованием, структура течения в сечении отбора постоянно меняется, вследствие чего пробы также не отличаются высокой степенью достоверности.

Количество виртуальных зон отбора проб зависит от диаметра проходного сечения потока или относительного размера входного отверстия ПЗ, в котором соблюдается изокINETИЧНОСТЬ отбора, когда скорость течения смеси должна соответствовать скорости на входе в зонд струйки многофазной смеси. При этом необходимо заметить, что репрезентативный пробоотбор, от которого существенным образом зависит величина погрешности

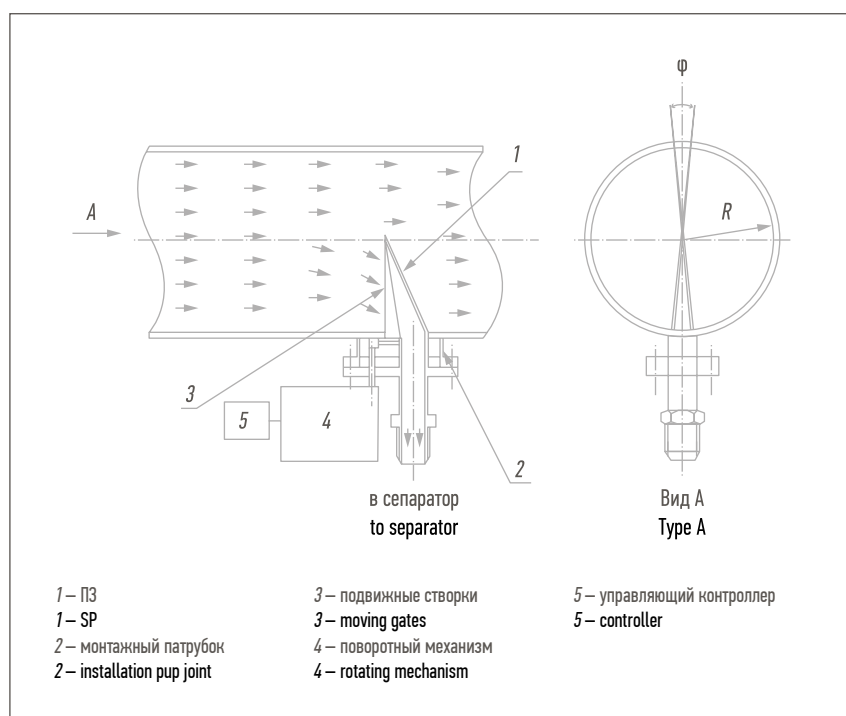


Рис. 4. Пробозаборный зонд секторного типа
Fig. 4. Sector-type SP

определения компонентного состава продукции скважины, возможен лишь в случае обеспечения предварительного перемешивания газожидкостной смеси непосредственно перед ПЗ до начала расслаивания и разделения компонентов. Отверстие, несколько отверстий, щель или перфорированная стенка, через которые происходит забор пробы из движущегося потока, представляют собой лишь часть поперечного сечения, и в случае неравномерного распределения компонентов погрешность отбора

пробы может быть существенной. Поэтому для получения достоверного результата измерения компонентного состава скважинной продукции необходимо исследовать структуру потока в поперечном сечении трубопровода в месте отбора и определить меры по обеспечению репрезентативности проб.

В случае осесимметричного течения возможен иной подход (рис. 4). Если представить картину распределения жидкой фазы в поперечном сечении трубопровода, можно выделить сектор сечения

с некоторым углом охвата φ , в котором соотношение компонентов будет таким же, как и во всем сечении. Следовательно, достаточно будет отобрать в указанном секторе изокинетическим способом (без нарушения структуры течения смеси) некоторое количество пробы, представительность которой будет обеспечена при соблюдении следующих условий. Отбор проб происходит с периодичностью, заданной оператором сепарационной установки, требования к которой, в частности, сформулированы в работе [14]. Поворотный механизм, срабатывающий по команде контроллера, приводит во вращение шток, на конце которого закреплена эксцентрическая насадка, раздвигающая или сдвигающая подвижные створки ПЗ. Согласно [8], отбираемая проба газожидкостной смеси направляется в сепаратор или каплеуловитель. Место установки зонда и его расположение на трубопроводе выбирается экспериментально, учитывая влияющие на репрезентативность условия. Для продукции газоконденсатной скважины с высоким содержанием жидкой фазы местом отбора проб может служить, например, трубопровод отвода газа после первой стадии сепарации.

Объемный или массовый расход газожидкостной смеси отбираемой пробы через ПЗ составит:

$$Q_n = Q \frac{\varphi}{2\pi}, \quad (1)$$

где Q – суммарный расход в трубопроводе, м³/с; φ – угол охвата створок ПЗ, рад.

Для того чтобы не исказить течение и не создавать помех, при отборе пробы необходимо соблюдать изокинетичность. При этом площадь сечения в устье забора пробы должна быть наименьшей по отношению к остальной проточной части пробоотборного устройства, вычисляемой по формуле:

$$S = R^2 \frac{\varphi}{2}, \quad (2)$$

где R – радиус поперечного сечения трубопровода в месте отбора

проб, м. Необходимо обеспечить относительное равенство давлений и температуры в потоке и в полости ПЗ, также в процессе транспортировки отобранной пробы вплоть до места проведения анализа. При четком соблюдении описанной методики объект анализа не будет отличаться по своему составу и соотношению фаз от исходной среды в трубопроводе.

ВЫВОДЫ

Приведенный выше способ отбора проб предлагаемым ПЗ при надлежащем конструктивном исполнении сможет обеспечить

их представительность и достоверность результатов последующего лабораторного анализа продукции газоконденсатных скважин, попутного нефтяного газа на выходе из сепарационных установок и при испытаниях газовых сепараторов. В целях подтверждения репрезентативности проб следует провести экспериментальные исследования ПС, оснащенной предложенным ПЗ секторного типа, на газожидкостном стенде, воспроизводящем поток «влажного» газа, и опытные испытания непосредственно в условиях месторождения. ■

ЛИТЕРАТУРА

1. Налоговый кодекс Российской Федерации. Часть 2. Раздел VIII. Глава 26 [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_28165/e6d44e47786df6c9aabee01919ecdb24f6a2e7da/ (дата обращения: 07.09.2019).
2. Постановление Правительства РФ от 16.05.2014 №451 «Об утверждении Правил учета нефти» [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/499095840> (дата обращения 07.09.2019).
3. Norwegian Society for Oil and Gas Measurement (NFOGM) and The Norwegian Society of Chartered Technical and Scientific Professionals (Tekna): Handbook of Multiphase Metering, 2nd Ed. [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://nfogm.no/wp-content/uploads/2014/02/MPFM_Handbook_Revision2_2005_ISBN-82-91341-89-3.pdf (дата обращения: 07.09.2019).
4. Falcone G., Hewitt G.F., Alimonti C. Multiphase Flow Metering: Principles and Applications, 1st Ed. Amsterdam: Elsevier Science, 2009. P. 328.
5. Fundamentals of Multiphase Metering, Rev. 2. Sugar Land, Texas: Schlumberger, 2010. 156 p.
6. Петров В.Н., Гимбицкий А.В., Малышев С.Л., Левин К.А. Представительный пробоотбор // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2018. №9. С. 5–9.
7. ГОСТ Р 8.880–2015 ГСИ. Нефть сырая. Отбор проб из трубопровода [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200119646> (дата обращения: 07.09.2019).
8. ИСО 3171:1988. Нефтяные жидкости. Автоматический отбор проб из трубопровода [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://standartgost.ru/g/ISO_3171:1988 (дата обращения: 07.09.2019).
9. ГОСТ Р 55609–2013 ГСИ. Отбор проб газового конденсата, сжиженного углеводородного газа и широкой фракции легких углеводородов. Общие требования [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200107166> (дата обращения: 07.09.2019).
10. МИ 3270–2010 ГСИ. Содержание капельной жидкости в потоке природного и попутного газа. Методика выполнения измерений [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://meganorm.ru/Data2/1/4293788/4293788974.htm> (дата обращения: 07.09.2019).
11. ГОСТ 31370–2008 (ИСО 10715:1997) Газ природный. Руководство по отбору проб.
12. Малышев С.Л. Контроль и воспроизведение двухфазного потока на эталоне массового расхода газожидкостных смесей: дис. ... к.т.н. Казань, 2018. 140 с.
13. Анализ работы многофазных расходомеров различных типов на скважинах и кустовых установках и оценка их применимости в ПАО «Газпром»: отчет о НИР/Тюмень: ООО «ТюменНИИгипрогаз», 2010. 155 с.
14. Кубанов А.Н., Истомин В.А., Федулов Д.М. и др. Требования к сепарационному оборудованию УКПГ месторождений полуострова Ямал // Газовая промышленность. 2018. №10 (775). С. 34–41.

REFERENCES

- (1) *The Tax Code of the Russian Federation. Part 2. Section VIII. Chapter 26.* Available from: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_28165/e6d44e47786df6c9aabee01919ecdb24f6a2e7da/ [Accessed 7th August 2019]. (In Russian)
- (2) *The Decree of the Government of the RF dd. May 16, 2014 No. 451 On adopting the Rules for oil metering.* Available from: <http://docs.cntd.ru/document/499095840> [Accessed 7th August 2019]. (In Russian)
- (3) Norwegian Society for Oil and Gas Measurement (NFOGM) and The Norwegian Society of Chartered Technical and Scientific Professionals (Tekna). *Handbook of Multiphase Metering*, 2nd Ed. Available from: https://nfogm.no/wp-content/uploads/2014/02/MPFM_Handbook_Revision2_2005_ISBN-82-91341-89-3.pdf [Accessed 7th August 2019].
- (4) Falcone G, Hewitt GF, Alimonti C. *Multiphase Flow Metering: Principles and Applications*. 1st Ed. Amsterdam: Elsevier Science; 2009.
- (5) *Fundamentals of Multiphase Metering*. Rev. 2. Sugar Land, Texas: Schlumberger; 2010.
- (6) Petrov VN, Gimbitsky AV, Malyshev SL, Levin KA. Representative sampling. *Automation, telemetry and communications in oil industry = Avtomatizatsiya, telemekhanizatsiya i svyaz v neftyanoy promyshlennosti*. 2018; 9: 5–9. (In Russian)
- (7) GOST R 8.880–2015. *State system for ensuring the uniformity of measurements. Crude oil. Pipeline sampling*. Available from: <http://docs.cntd.ru/document/1200119646> [Accessed 7th August 2019]. (In Russian)
- (8) ISO 3171:1988. *Petroleum liquids. Automatic pipeline sampling*. Available from: https://standartgost.ru/g/ISO_3171:1988 [Accessed 7th August 2019].
- (9) GOST R 55609–2013. *State system for ensuring the uniformity of measurements. Sampling of hydrocarbon condensate, liquefied hydrocarbon gas and long distillate of light hydrocarbons. General requirements for sampling*. Available from: <http://docs.cntd.ru/document/1200107166> [Accessed 7th August 2019]. (In Russian)
- (10) MI 3270–2010. *State system for ensuring the uniformity of measurements. The content of dropping liquid in natural and associated gas flow. Measurement method*. Available from: <https://meganorm.ru/Data2/1/4293788/4293788974.htm> [Accessed 7th August 2019]. (In Russian)
- (11) GOST 31370–2008 (ISO 10715:1997) *Natural gas. Sampling guidelines*.
- (12) Malyshev SL. *Testing and reproducing two-phase flow at mass flow rate standard gauge for gas liquid mixtures*. PhD thesis. Kazan; 2018. (In Russian)
- (13) *Analysis of operation of multiphase flowmeters of various types at wells and pad units and assessment of their applicability for Gazprom PJSC*. TyumenNIIGiprogaz. 2010. (In Russian)
- (14) Kubanov AN, Istomin VA, Fedulov DM, et al. Requirements for GTU separation equipment for fields of the Yamal Peninsula. *Gas industry = Gazovaya promyshlennost*. 2018; 10(775): 34–41. (In Russian)