DOI: https://doi.org/10.25689/NP.2025.4.284-302
EDN KJMOYQ
УДК 622.276.5.001.42

Метод оценки срока актуальности флюидальных моделей многофазных расходомеров

Новиков А.В., Рейтблат Е.А., Заночуев С.А., Балановский Д.Ю., Орехов Е.Н.

ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия

Method for assessing the validity period of fluid models for multiphase flow metering

A.V. Novikov, E.A. Reitblat, S.A. Zanochuev, D.Y. Balanovsky, E.N Orekhov

RN-GIR, Tyumen, Russia

E-mail: AVNovikov18@rn-gir.rosneft.ru

Аннотация. Учет добычи продукции на уровне скважин на лицензионных участках Уренгойского газоконденсатного месторождения АО «РОСПАН ИНТЕРНЕШНЛ» производится посредством многофазных расходомеров (МФР).

Для корректной оценки дебитов фаз в рабочих и стандартных условиях при исследовании каждой скважины в программное обеспечение многофазного расходомера подгружается ее индивидуальная флюидальная модель, которая создается по результатам исследования проб линейных флюидов, отобранных на этой скважине.

Модель должна обеспечивать корректную работу расходомера в определенном диапазоне рабочих давлений и температур. При существенном изменении термобарических условий, состава добываемой продукции модель нуждается в обновлении, поскольку свойства флюидов существенно меняются.

В статье представлено описание метода оценки актуальности используемых флюидальных моделей, позволяющего оценить текущую ошибку измерений МФР, сделать заключение об актуальности применяемой модели и сигнализировать о необходимости ее обновления. Результаты оценки позволяют запланировать необходимые работы по обновлению моделей, избегая при этом избыточности исследований и оптимизируя производственные затраты.

© Новиков А.В., Рейтблат Е.А., Заночуев С.А., Балановский Д.Ю., Орехов Е.Н., 2025

Ключевые слова: *флюидальные модели, Fluids ID, многофазный расходомер, газоконденсатные исследования, PVT-свойства пластовых флюидов, учет добычи*

Для цитирования: Новиков А.В., Рейтблат Е.А., Заночуев С.А., Балановский Д.Ю., Орехов Е.Н. Метод оценки срока актуальности флюидальных моделей многофазных расходомеров // Нефтяная провинция.-2025.-№4(44).-С. 284-302. - DOI https://doi.org/10.25689/NP.2025.4.284-302. - EDN KJMOYQ

Abstract. The fluid production metering at the well level in the license blocks of the Urengoy gas condensate field of ROSPAN INTERNATIONAL is ensured by multiphase flow meters (MPFM). In order to correctly assess the flow rates of phases under operating and standard conditions, during testing of each well, its individual fluid model, built based on the results of the study of linear fluid samples taken from the well, is loaded into the software of a multiphase flowmeter. The model must ensure the correct operation of a flow meter in a certain range of operating pressures and temperatures. With a significant change in P&T conditions, the composition of the extracted fluids, the model needs to be updated, since the fluid properties change significantly.

The paper describes the main stages of the development of a method for assessing the relevance of fluid models used in multiphase flowmetering.

The main results of the study:

- The quantitative characteristics of the influence of the physical and chemical properties of the phases and their complex effect on the flow rates measurement by MPFM have been determined.

- An algorithm has been developed for predicting changes in the properties of linear fluids depending on reservoir pressure to compare the current properties of gas and condensate with properties estimated in the current MPFM fluid model.

- An automated tool has been created to evaluate the applied MPFM fluid models.

The developed tool allows one to evaluate the current measurement error, make a conclusion on the relevance of the applied model and give a warning on the need to update it. The tool allows you to schedule the necessary model updates, avoiding research redundancy and optimizing production costs.

Key words: *fluid models, Fluids ID, multiphase flowmeter, gas condensate studies, PVT properties of reservoir fluids, fluid production metering*

For citation: A.V. Novikov, E.A. Reitblat, S.Y. Zanochuev, D.Y. Balanovsky, E.N. Orekhov Metod otsenki sroka aktual'nosti flyuidal'nykh modeley mnogofaznykh raskhodomerov [Method for assessing the validity period of fluid models for multiphase flow metering]. Neftyanaya Provintsiya, No. 4(44), 2025. pp. 284-302. DOI https://doi.org/10.25689/NP.2025.4.284-302. EDN KJMOYQ (in Russian)

Введение

При разработке газоконденсатных месторождений общий учет продукции осуществляется на установке комплексной подготовки газа и конденсата (УКПГ), где газоконденсатная смесь разделяется на однофазные потоки: газ, конденсат и вода, расход которых измеряется однофазными расходомерами.

Учет добычи продукции на уровне скважин на лицензионных участках Уренгойского газоконденсатного месторождения АО «РОСПАН ИНТЕРНЕШНЛ» производится посредством многофазных расходомеров производства [1] SLB типа Vx Spectra. Принцип действия расходомеров основан на комбинации измерений параметров потока на двух устройствах - трубе Вентури и гамма-измерителе фракций. При прохождении потока в трубе Вентури возникает перепад давления, что позволяет измерять полный массовый расход потока, а гамма-измеритель фракций предоставляет данные о соотношении фракций нефти/конденсата, газа и воды [2].

Для измерения дебитов добываемой продукции перед исследованием скважины в программное обеспечение многофазного расходомера загружается индивидуальная флюидальная модель скважины (Fluids ID), обеспечивающая расходомер информацией о свойствах измеряемых фаз [3]. Модели Fluids ID создаются на основе результатов исследования отобранных проб линейного газа и насыщенного конденсата [4]. При этом модель должна обеспечивать корректную работу расходомера в определенном диапазоне рабочих давлений и температур. Так как при эксплуатации скважины состав добываемой продукции изменяется - модель нуждается в периодическом обновлении [5].

В результате требуемый объем исследований с целью сопровождения работы МФР приводит к значительным затратам и загрузке лаборатории.

Данная работа посвящена разработке метода оценки актуальности применяемых флюидальных моделей и прогнозирования периода их корректной работы для оптимального планирования промысловых и лабораторных работ с целью поддержания работы парка многофазных расходомеров и оптимизации затрат на сопровождение их работы.

Принцип работы расходомера

Многофазный расходомер Vx разработан для измерения объемных дебитов газа, нефти (конденсата) и воды, проходящих через него в рабочих условиях. Принцип работы прибора основан на измерении скорости движения газожидкостной смеси с использованием уравнения трубы Вентури на подобии уравнения для однофазных потоков, в котором комбинируется измерение дифференциального давления с измерением плотности смеси. Фракционный состав определяется на основе учета поглощения многофазным потоком излучения источника барий-133 с использованием гамма детектора, устанавливаемого в измерительной секции горловины трубы Вентури, который позволяет получать высокочастотные данные для отслеживания колебаний потока в многофазной среде.

Спектр фотонов Барий-133 имеет два основных пика излучения высокой энергии (комптоновское взаимодействие) и низкой энергии (фотоэффект). Для определения фракционного состава потока решается система из 3-х линейных уравнений с 3-неизвестыми долями фаз (α_i) в многофазном потоке:

$$\alpha_{\text{к}} + \alpha_{\text{в}} + \alpha_{\text{г}} = 1; \quad (1)$$

$$N^{\text{НЭ}} = N_0^{\text{НЭ}} e^{-D\left(\mu_{\text{к}}^{\text{НЭ}}\rho_{\text{к}}\alpha_{\text{к}} + \mu_{\text{в}}^{\text{НЭ}}\rho_{\text{в}}\alpha_{\text{в}} + \mu_{\text{г}}^{\text{НЭ}}\rho_{\text{г}}\alpha_{\text{г}}\right)}; \quad (2)$$

$$N^{\text{ВЭ}} = N_0^{\text{ВЭ}} e^{-D\left(\mu_{\text{к}}^{\text{ВЭ}}\rho_{\text{к}}\alpha_{\text{к}} + \mu_{\text{в}}^{\text{ВЭ}}\rho_{\text{в}}\alpha_{\text{в}} + \mu_{\text{г}}^{\text{ВЭ}}\rho_{\text{г}}\alpha_{\text{г}}\right)}, \quad (3)$$

где α_i – доли фаз (к - конденсат, в - вода, г - газ), ρ_i – плотности фаз в рабочих условиях, определяемых флюидальной моделью, $\mu_i^{\text{НЭ,ВЭ}}$ – коэффициент массового ослабления для гамма квантов низкой и высокой энергий,

$N^{НЭ,ВЭ}$ – число отсчетов регистрируемых детектором при измерении, N_0 – число отсчетов регистрируемых детектором при отсутствии измеряемой среды, D – диаметр горловины трубы Вентури.

Расход продукции в рабочих условиях измерения рассчитывается с использованием данных по перепаду давления на трубе Вентури и фракционного состава потока. Общий массовый расход, обводненность (Water-Liquid Ratio – WLR) и объемная доля газа (Gas Volume Fraction – GVF) являются первичными выходными параметрами расходомера, расходы нефти, газа и воды являются вторичными выходными данными, получаемыми в рабочих условиях. При определении доли газа в потоке (GVF) учитывается эффект проскальзывания между газом и жидкостью. При расчете значения GVF применяются физико-химические свойства фаз – плотность и вязкость жидкости и газа.

Для пересчета дебитов из рабочих в стандартные условия учитывается перераспределение фаз потока (Рис. 1). Основные физико-химические свойства линейных фаз (газ, конденсат, вода), которые необходимы для выполнения расчетов:

- для определения дебитов фаз в рабочих условиях
  - плотность – определение доли фаз в сечении многофазного потока;
  - вязкость – уточнение GVF;
- для определения дебитов фаз в стандартных условиях
  - объемный коэффициент фаз – учет изменение дебита фазы при переходе к стандартным условиям;
  - газосодержание конденсата, воды и содержание конденсата в газовой фазе – учет перераспределения фаз при переходе к стандартным условиям.

При учете непосредственных характеристик многофазного потока перечень параметров для анализа влияния на дебиты может быть скорректирован в зависимости от индивидуальных особенностей объекта. Так на объектах АО «РОСПАН ИНТЕРНЕШНЛ» большая часть продукции содержит лишь конденсационную воду и лишь для нескольких скважин имеется приток пластовой воды, при этом изменчивость свойств в течении эксплуатации незначительна. Приток воды из нецелевых пластов является нестандартной ситуацией и выявляется при технологическом контроле с принятием соответствующих мер реагирования. Поэтому свойства воды в модели МФР строятся на основе модели «нелетучей нефти» и используются на протяжении длительного периода эксплуатации скважины.

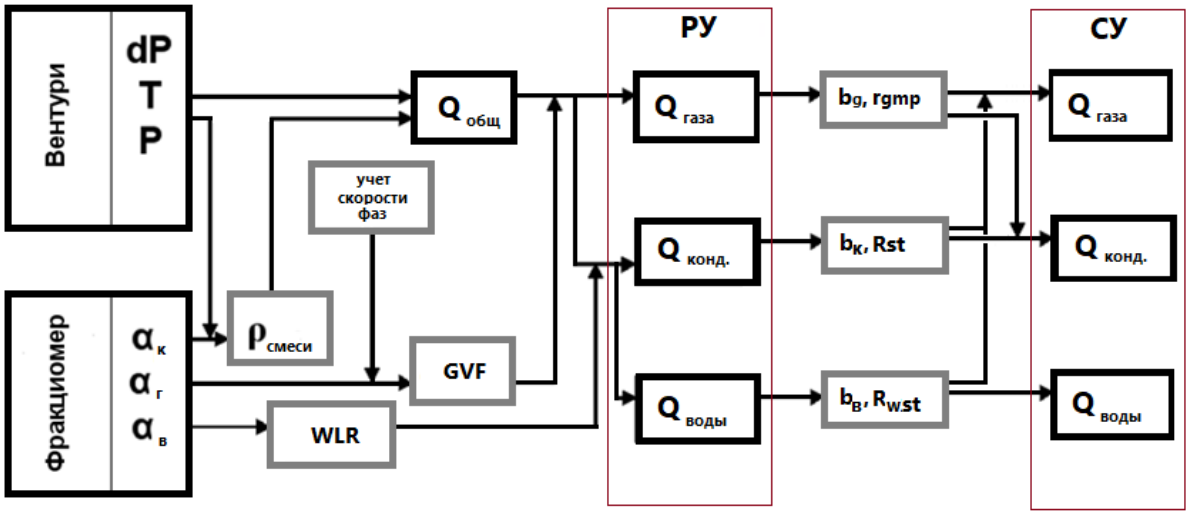

Рис. 1. Алгоритм расчета дебитов фаз

Модель Fluids ID

Для многофазных расходомеров типа Vx для газоконденсатных скважин с объемной долей газа в линии от 90 % и высоким рабочим давлением задание физико-химических свойств осуществляется при помощи формирования индивидуальных флюидальных моделей скважины - Fluids ID. Модель создается с использованием программного комплекса PVTPro, разработанного компанией SLB. Настройки модели на результаты лабораторных

определений осуществляется с применением общепринятых уравнений состояния и, преимущественно, правило смешивания Ван-дер-Ваальса с температурно-независимыми коэффициентами.

На базе настроенного уравнения состояния в программе генерируется набор коэффициентов двухпараметрического полинома (от давления и температуры), описывающего изменение свойств каждой из фаз многофазного потока в диапазоне ±2,5 Мпа и ±25 °С относительно термодинамических условий отбора проб. Каждое из свойств можно графически представить в виде трехмерной поверхности. Например, на рис. 2 представлена подобная поверхность для газосодержания конденсата.

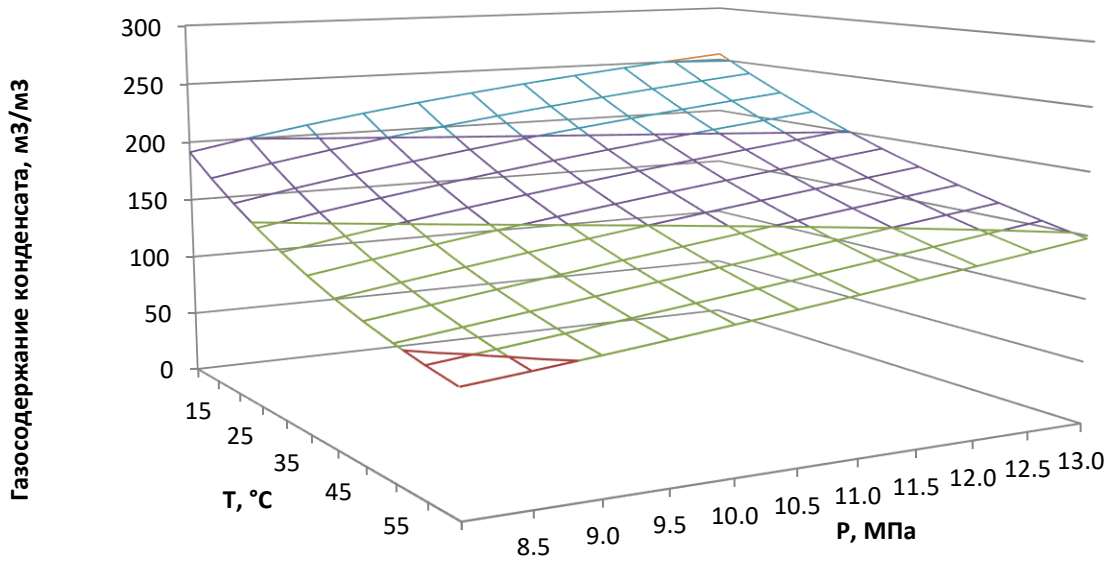

Рис. 2. Графическое представление свойств фаз многофазного потока в диапазоне изменения термодинамических условий

Флюидальная модель МФР представляет собой два файла: конфигурационный файл, содержащий матрицы полиноминальных коэффициентов свойств флюидов, и файл, содержащий данные измерения свойств стабильных фаз и состав линейного газа. Для измерения дебитов, в ПО расходомера загружаются файлы с флюидальной моделью, соответствующей измеряемой скважине.

Используя полиноминальные коэффициенты, в ПО расходомера определяются свойства флюида в текущих рабочих условиях, что позволяет проводить измерения дебитов на различных режимах эксплуатации скважины и осуществлять постоянный мониторинг добычи.

В процессе эксплуатации состав добываемой продукции газоконденсатных скважин изменяется по причине ретроградного выпадения конденсата при снижении давления в пласте. Вследствие этого свойства фаз прогнозируемых флюидальной моделью расходомера начинают все больше различаться с фактическими значениями, увеличивая ошибку измерений. Для коррекции данных требуется обновление применяемой модели.

Реализуемое на практике регулярное обновление не является оптимальным, так как не учитывает интенсивность эксплуатации скважин и несет риски высоких операционных затрат при избыточной частоте отборов или, с другой стороны, потери качества измерения дебитов при их редкости.

Таким образом, для практических целей необходим инструмент, способный оценивать актуальность и срок применимости текущих флюидальных моделей, позволяющий недропользователю своевременно планировать и выполнять необходимые исследования.

Процесс разработки метода оценки моделей и создания инструмента состоял из нескольких этапов, в рамках которых решались следующие задачи:

- определение влияния физико-химических параметров фаз потока на ошибку измерения дебитов продукции скважины с использованием МФР;
- оценка фактического изменения свойств фаз добываемой продукции в процессе разработки;
- разработка алгоритма оценки актуальности и срока применимости флюидальных моделей МФР.

Определение влияния физико-химических параметров фаз потока на ошибку измерения дебитов продукции скважины с использованием МФР

Для определения зависимости результатов измерения дебитов многофазным расходомером от корректности определения физико-химических свойств продукции, оценивались следующие параметры:

- для газа – плотность, объемный коэффициент расширения, доля жидкой фазы в линейном газе;
- для конденсата - плотность, объемный коэффициент, газовый фактор;
- дополнительно вязкость конденсата - для оценки влияния эффекта проскальзывания фаз.

Все выбранные свойства определяются по результатам лабораторных исследований проб при непосредственных замерах.

Оценка влияния проводилась по следующей схеме:

- создание набора флюидальных моделей Fluids ID, в каждом из которых одно из свойств изменяется на некоторую величину, определяемую типовой величиной изменения, достигаемой в процессе разработки, при неизменности остальных;
- перерасчет результатов измерений МФР с вариативной моделью;
- оценка влияния параметра на результаты измерений дебитов продукции.

Задание свойств фаз в Fluids ID в виде коэффициентов полиномов дает техническую возможность создания набора флюидальных моделей с одним измененным параметром для изучения влияния изменения этого параметра на результаты расчета дебитов фаз расходомером. Для этого свободный коэффициент полинома изменяется на некую величину, соответствующую изменению определяемого свойства фазы на заданное значение. Графически это выглядит как параллельный сдвиг поверхности на рис. 2. Так как оценку предполагается осуществлять при тех же рабочих условиях, при которых

отобраны пробы для создания модели, подобный подход не искажает результаты измерений.

Исследования выполнены для выборки флюидальных моделей 20 репрезентативных скважин добывающего фонда. Для каждого анализируемого свойства создавался набор из 5 вариативных флюидальных моделей. В каждой из моделей с равномерным шагом менялся один из параметров при неизменности остальных. Диапазон изменения параметра, определялся на основании данных фактических исследований за период разработки. Параметры вариативных моделей представлены в табл. 1.

Полученные результаты демонстрируют линейный характер относительного изменения дебитов в зависимости от величины изменения свойств фаз, используемых при расчете. Отношение изменения величины дебита в относительных единицах к относительному изменению варьируемого параметра можно обозначить как коэффициент чувствительности МФР к данному свойству и использовать в дальнейшем для оценки влияния изменения параметров фаз на результаты измерений дебитов:

$$К_ч = \frac{\delta Q_i}{\delta F_i}, \quad (4)$$

где $К_ч$ – коэффициент чувствительности, δQ_i – относительная ошибка измерения дебитов фаз (газа, конденсата или воды), δF_i – относительное изменение параметра из табл. 1.

При этом необходимо отметить, что значение $К_ч$ для каждого рассматриваемого параметра коррелирует с потенциальным содержанием компонент C_{5+} в добываемой продукции (Рис. 3).

Таблица 1

Параметры вариативных моделей

Параметр	Диапазон изменения фактических данных, %	Диапазон изменения параметров в модели, %	Шаг, %	Количество моделей
Свойства газовой фазы				

Параметр	Диапазон изменения фактических данных, %	Диапазон изменения параметров в модели, %	Шаг, %	Количество моделей
Плотность линейного газа, ρg	3,0	0 - 2,5	0,5	100
Объемный коэффициент газа, Bg	3,5	0 - 5	1	100
КГФ линейного газа, rgmp	100	0 - 100	20	100
Свойства нестабильного конденсата (НК)				
Плотность НК, ρo	4	0 - 5	1	100
Объемный коэффициент конденсата, Bo	7	0 - 5	1	100
Газосодержание НК, Rst	20	0 - 20	4	100
Вязкость НК, μo	40	0 - 50	10	100

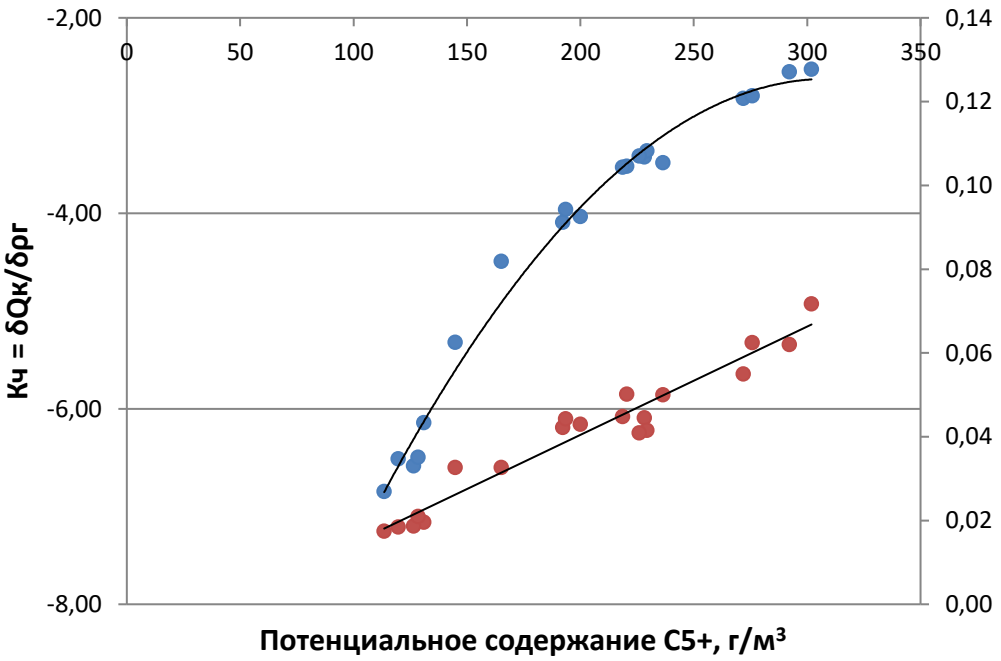

Рис. 3. Зависимость коэффициента чувствительности от ПС C_{5+} продукции

По итогам анализа было выделено четыре основных параметра значимо влияющих на результаты измерения дебитов многофазным расходомером:

– плотность линейного газа - среднее значение $К_ч$ для дебита жидкости - 4,5 %;

– плотность конденсата - среднее значение $К_ч$ для дебита жидкости - 1,1 %;

– коэффициент расширения газа - среднее значение $К_ч$ для дебита газа 1,0 %;
– объемный коэффициент конденсата - среднее значение $К_ч$ для дебита конденсата 1,0 %;

Наибольшим значением $К_ч$, характеризуется плотность линейного газа (Рис. 4). Это закономерно - содержание газовой фракции в потоке при рабочих термобарических условиях для газоконденсатных скважин варьируется в пределах 90–99,5 %, поэтому ошибка в измерении плотности газа и коэффициентов массового затухания в пределах одного процента приводит к существенной ошибке в расчете дебита жидкости. Поэтому крайне важно при отборе и исследовании проб минимизировать влияние факторов, которые могут оказать влияние на точность измерений, а также анализировать полученные результаты на предмет согласованности результатов.

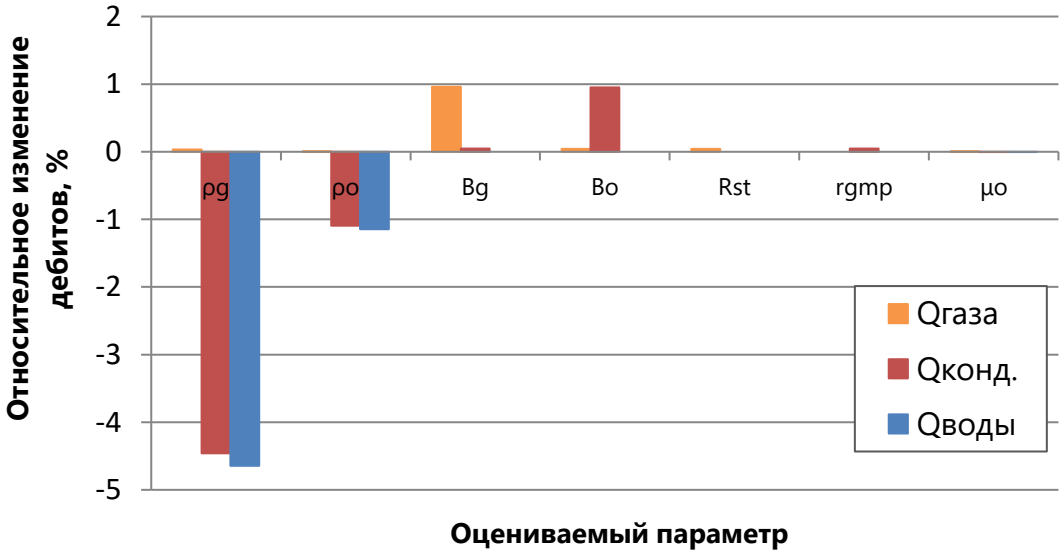

Рис. 4. Средняя чувствительность дебитов к изменению свойств фаз на 1%

В рамках поставленной задачи полученные данные использовались для расчета прогнозирования ошибки измерений МФР дебитов продукции с учетом аддитивного вклада каждого из свойств:

$$\boldsymbol{\delta}(\boldsymbol{Q}_{\text{газа}}) = \sum К_{\text{чувств}\,\boldsymbol{Qg}} \cdot \boldsymbol{\delta}(\boldsymbol{\rho g},\ \boldsymbol{\rho o},\ \boldsymbol{bg},\ \boldsymbol{bo}), \quad (5)$$

$$\boldsymbol{\delta}(\boldsymbol{Q}_{\text{конд}}) = \sum К_{\text{чувств}\,\boldsymbol{Qo}} \cdot \boldsymbol{\delta}(\boldsymbol{\rho g},\ \boldsymbol{\rho o},\ \boldsymbol{bg},\ \boldsymbol{bo}), \quad (6)$$

$$\boldsymbol{\delta}(\text{КГФ}) = \boldsymbol{\delta}(\boldsymbol{Q}_{\text{газа}}) + \boldsymbol{\delta}(\boldsymbol{Q}_{\text{конд}}), \quad (7)$$

где $К_{чувств}$ $\boldsymbol{Qg}$, $К_{чувств}$ $\boldsymbol{Qo}$ – коэффициенты чувствительности измерения дебитов МФР к свойствам фаз, определенные на момент оценки; $\boldsymbol{\delta}(\rho g,\ \rho o,\ bg,\ bo)$ – относительное изменение свойств фаз флюидальной модели.

Оценка фактического изменения свойств фаз добываемой продукции в процессе разработки

Для расчета вероятной ошибки текущих измерений необходимо определять относительное отклонение фактических свойств линейных фаз при эксплуатации скважины от данных флюидальной модели многофазного расходомера.

С целью получения необходимых данных для аналитического расчета рассмотрены результаты накопленных лабораторных исследований за период сопровождения имеющегося парка МФР. Данные полученные при исследовании проб характеризуются наличием дисперсии физико-химических свойств, обусловленной различными факторами промысловых и лабораторных испытаний. Для нивелирования влияния дисперсии, оценка изменения свойств от давления проводилась с использованием собственной композиционной флюидальной модели, настроенной на результаты лабораторных исследований (далее PVT-модель). Применяемая PVT-модель основана на уравнении состояния SRK с температурной поправкой Peneloux и корреляции вязкости Лоренца-Брея-Кларка (LBC), компоненты представлены до C36+. Настройка моделей осуществлялась пошагово с использованием нелинейной регрессии. В настройке использовались переменные – критическая температура Tc, критическое давление Pc, ацентрический фактор ω псевдофракций C7+.

Расчет изменения свойств фаз при различных линейных условиях показывает, что их относительное изменение мало зависит от этих условий,

что позволяет ими пренебречь и в дальнейшем не учитывать конкретные текущие условия измерений. На рис. 5 в качестве примера представлены относительное изменение плотности линейного газа и объемного коэффициента нестабильного конденсата при изменении пластового давления для различных линейных условий (Рис. 5).

Для практического применения определены корреляционные зависимости относительного изменения свойств фаз, позволяющие рассчитать относительное изменение значения параметра фазы между двумя отметками времени, соответствующим двум определенным значениям пластового давления.

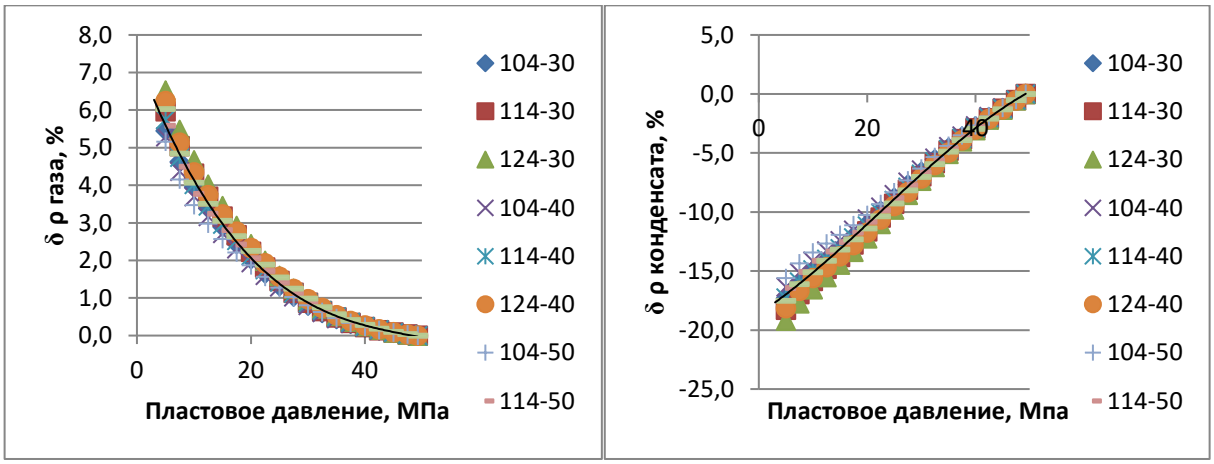

Рис. 5. Динамика изменения плотности фаз при различных рабочих условиях от пластового давления

Относительное изменение свойств фаз определяется как разница значений между двумя точками: начальной, которой соответствует пластовое давление в момент отбора проб, и оцениваемой, которой соответствует пластовое давление, достигнутое в процессе эксплуатации скважины (Рис. 6).

Оценка актуальности и срока применимости флюидальных моделей МФР

Используя результаты, полученные на предыдущих этапах работы, на каждый момент времени можно определить относительное отклонение свойств линейных фаз, прогнозируемых флюидальной моделью МФР, от

расчетных фактических данных, зависящих от изменения пластового давления, и, как следствие, оценить вероятную ошибку измерения дебитов фаз, используя ранее введенные коэффициенты чувствительности $К_{чувств\ Qg}$ и $К_{чувств\ Qo}$.

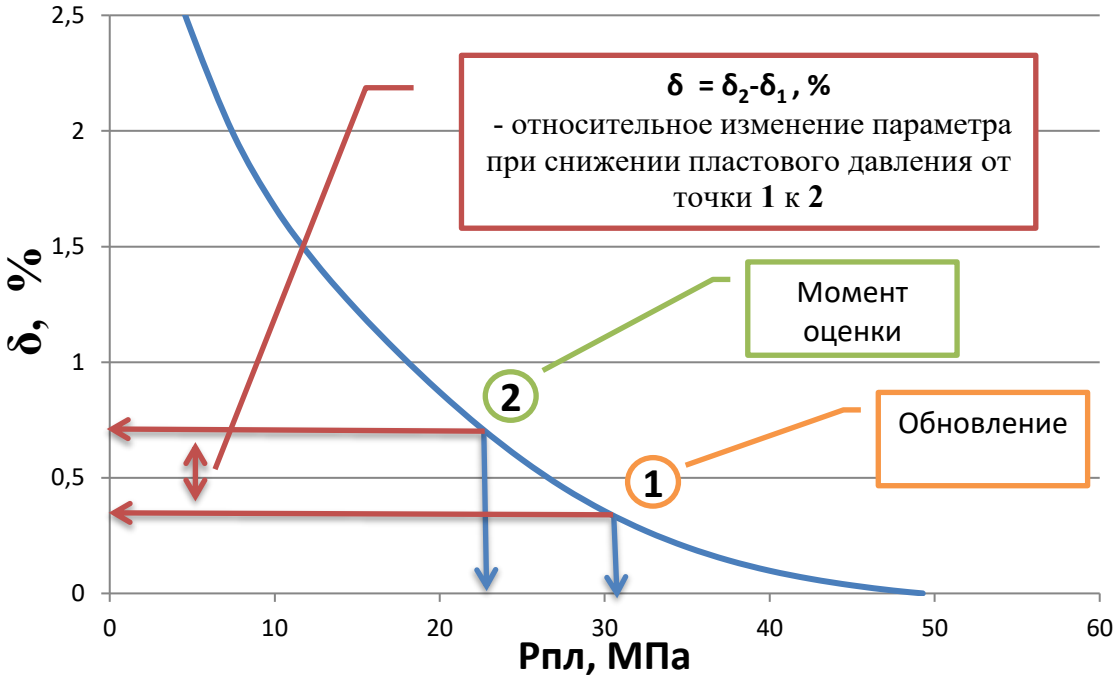

Рис. 6. Определение относительного изменения свойства

Оценка применимости предложенного решения, путем сопоставления данных полученных при пересчете результатов измерений МФР, выполняемых при обновлении флюидальных моделей с результатами расчета, показала хорошую прогнозируемость величины вероятной ошибки замера по дебиту газа и несколько меньшее расчетное значение ошибки по дебиту конденсата (Рис. 7).

На основании предложенного подхода разработан автоматизированный инструмент для оценки актуальности флюидальных моделей МФР в виде программы «ГСС-ФЛЮИД» с использованием UI библиотек WinForms и DevExpress на базе языка программирования C#.

В основе работы инструмента лежит сопоставление рассчетного значения величины ошибки измерения дебитов МФР, определенной с учетом

параметров работы измеряемой скважины, с заданными пользователем ограничениями, на основании чего делается заключение о актуальности применяемых моделей. Для прогноза срока применимости модели оценивается динамика изменения пластового давления, в соответствии с которой рассчитывается ошибка измерений МФР и определяется дата, при которой достигаются заданные ограничения.

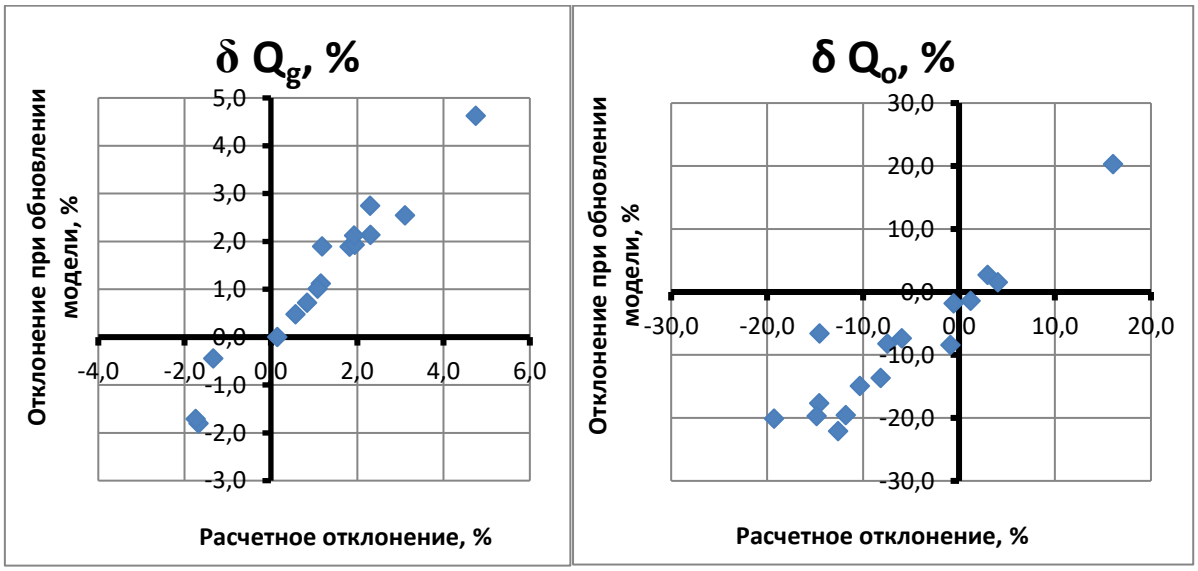

Рис. 7. Сопоставление ошибки измерения дебитов

Применение разработанного инструмента на объектах недропользователя выявило избыточную частоту проводимых исследований и дало возможность для оптимизации программы работ. По итогам удалось сократить операционные затраты на поддержание работы парка многофазных расходомеров, снизить нагрузку на полевые бригады и лабораторный центр без потери качества измерения МФР дебита скважин.

Итоги

– По итогам работы разработан метод оценки актуальности и срока применимости флюидальных моделей МФР, а также реализован автоматизированный инструмент в виде программы «ГСС-ФЛЮИД».

– Применение инструмента позволило сократить операционные затраты на поддержание работы парка многофазных расходомеров, снизить

нагрузку на полевые бригады и лабораторный центр без потери качества измерения дебита скважин.

– Принципиальный подход к решению задачи заключался в сопоставлении достигаемой ошибки измерений, определяемой расхождением флюидальной модели МФР с фактическими параметрами потока с задаваемыми ограничениями на точность измерений.

Выводы

– Для корректных измерений дебитов продукции с использованием многофазных расходомеров требуется задание физико-химических свойств измеряемой продукции. Предоставление необходимых данных осуществляется флюидальной моделью МФР, которая требует периодического уточнения.

– Своевременная оценка текущего состояния моделей МФР позволяет оптимизировать производственные затраты недропользователя на отбор и исследования флюидов при сопровождении работы парка многофазных расходомеров.

– Инструмент оценки актуальности флюидальных моделей может быть адаптирован для работы и с другими видами расходомеров, в том числе для отечественных разработок.

Список литературы

1. Петросов М.Ю. Интеллектуализация и цифровизация газоконденсатных месторождений с низкопроницаемыми коллекторами / М.Ю. Петросов, А.Ю. Ломухин, С.В. Ромашкин и др. // Нефтяное хозяйство. – 2019. – № 7. – С. 108–113.
2. Тювени Б. Новая технология замера многофазного потока при испытаниях скважин / Б. Тювени, Э. Тоски, Н. Хопман и др. // Технологии ТЭК. - 2006. - Вып. 3. -С. 34-39.
3. Лопатина Н.Г., Давидовский А.О., Абрамочкин С.А. Применение модели FluidsID при исследовании газоконденсатных скважин с помощью многофазного расходомера технологии Vx // Актуальные проблемы нефти и газа. 2016. № 2(14). с.12
4. Громова Е.А. Лабораторно-аналитическое сопровождение многофазной расходометрии на газоконденсатных объектах / Е.А. Громова, С.А. Заночуев. // Вести газовой науки. - 2021. - № 1 (46). - С. 53-60.
5. Громова Е.А. Мониторинг состава продукции газоконденсатных скважин на основе данных исследования проб, отобранных с многофазных расходомеров / Е.А. Громова,

С.А. Заночуев. // Нефть и газ. - 2021. - № 5. - С. 127-138.

References

1. Petrosov, M.Yu., A.Yu. Lomukhin, S.V. Romashkin, et al. (2019). *Intellectualization and digitalization of gas-condensate fields with low-permeable reservoirs*. Oil Industry, No. 7, pp. 108-113. ISSN 0028-2448. (in Russian)
2. Theuveny, B., E. Tosky, N. Hopman, et al. New technology for measuring a multiphase flow at well testing [Navaya tekhnologiya zamera mnogofaznogo potoka pri ispytaniyakh skvazhin]. Tekhnologii Toplivno-Energeticheskogo Kompleksa, 2006, is. 3, pp. 34-39. (in Russian)
3. Lopatina, N.G., Davidovsky, A.O., Abramochkin, S.A. *Application of the FluidsID model in the study of gas condensate wells using a Vx technology multiphase flowmeter.* Current problems of oil and gas, 2016, issue 3, p. 12. (in Russian)
4. Gromova, E. A., & Zanochuev, S. A. (2021). Laboratory-analytical provision for multi-phase flow measurements at gas-condensate facilities. Vesti gazovoy nauki, (1(46)), pp. 53-60. (in Russian)
5. Gromova, E. A., & Zanochuev, S.A. (2021). Monitoring the composition of gas cjndensate well stresms based on samples taken from multiphase flow. Oil and gas, (5), pp. 127-138. (in Russian)

Сведения об авторах

Новиков Александр Вячеславович, менеджер, ООО «РН-ГИР» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»)
Россия, 625000, Тюмень, ул. Осипенко, 79/1
E-mail: AVNovikov18@rn-gir.rosneft.ru

Рейтблат Елена Александровна, эксперт, ООО «РН-ГИР» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»)
Россия, 625000, Тюмень, ул. Осипенко, 79/1
E-mail: EAReitblat@rn-gir.rosneft.ru

Заночуев Сергей Анатольевич, кандидат технических наук, начальник отдела исследования свойств пластовых флюидов, ООО «РН-ГИР» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»)
Россия, 625000, Тюмень, ул. Максима Горького, 42
E-mail: sazanochuev@rn-gir.rosneft.ru

Балановский Дмитрий Юрьевич, главный специалист, ООО «РН-ГИР» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»)
Россия, 625000, Тюмень, ул. Осипенко, 79/1
E-mail: DY_Balanovskiy2@rn-gir.rosneft.ru

Орехов Евгений Николаевич, заместитель начальника управления, ООО «РН-ГИР» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»)
Россия, 625000, Тюмень, ул. Осипенко, 79/1
E-mail: enorekhov@rn-gir.rosneft.ru

Authors

*A.V. Novikov***,** Manager, RN-GIR (Rosneft Group Company)
79/1, Osipenko St., Tyumen, 625000, Russian Federation
E-mail**:** AVNovikov18@rn-gir.rosneft.ru

*E.A. Reitblat***,** Expert, RN-GIR (Rosneft Group Company)
79/1, Osipenko St., Tyumen, 625000, Russian Federation
E-mail: EAReitblat@rn-gir.rosneft.ru

S.A. Zanochuev, PhD in Engineering, Head of Department of Reservoir Fluid Properties Research, RN-GIR (Rosneft Group Company)
79/1, Maxim Gorky St., Tyumen, 625000, Russian Federation
E-mail: sazanochuev@rn-gir.rosneft.ru

D.Y. Balanovsky, Chief Specialist, RN-GIR (Rosneft Group Company)
79/1, Osipenko St., Tyumen, 625000, Russian Federation
E-mail**:** DY_Balanovskiy2@rn-gir.rosneft.ru

E.N. Orekhov, Deputy Head of Division, RN-GIR (Rosneft Group Company)
42, Osipenko St., Tyumen, 625000, Russian Federation
E-mail: enorekhov@rn-gir.rosneft.ru

Статья поступила в редакцию 13.10.2025
Принята к публикации 15.12.2025
Опубликована 30.12.2025