

УДК 681.5:622.276.3

РАЗРАБОТКА И ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ КОМПЛЕКСНОЙ МЕХАНИСТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ВИРТУАЛЬНОГО РАСХОДОМЕРА ДЛЯ СКВАЖИН, ОБОРУДОВАННЫХ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫМИ НАСОСАМИ

Илюшин Павел Юрьевич¹,
ilushin-pavel@yandex.ru

Вяткин Кирилл Андреевич¹,
kirill.vyatkin@girngm.ru

Козлов Антон Вадимович¹,
anton.kozlov@girngm.ru

Андреев Даниил Вячеславович¹,
d.andreev@girngm.ru

¹ Пермский национальный исследовательский политехнический университет,
Россия, 614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29.

Актуальность исследования заключается в необходимости создания инструмента для расчета дебита скважин по косвенным признакам. В настоящее время широкое распространение принимают интеллектуальные станции управления, для работы которых необходимо наличие актуальных данных о состоянии работы скважины, в том числе дебите. Однако в современных условиях замеры дебита выполняются периодически, что не позволяет оперативно анализировать условия работы скважин и выполнять оптимизацию параметров работы глубинно-насосного оборудования. В связи с этим регулирование режимов работы скважин не является своевременным, что ведет к снижению эффективности добычи нефти. Таким образом, возникает необходимость создания специального программного обеспечения для автоматического расчета дебита скважин – виртуальных расходомеров. На сегодняшний день не существует виртуальных расходомеров, использующих все необходимые для расчета и прогнозирования дебита физические данные со скважин.

Цель: создать наиболее точную модель механистического виртуального расходомера.

Методы: комплекс методик, основанных на технологических процессах для точного расчета дебита и определения проблемных скважин; разработанный алгоритм для сверки и согласования полученных результатов расчетов.

Результаты. Получена комплексная модель механистического виртуального расходомера, исследующая все необходимые для расчета дебита данные в ходе работы скважины. Расход рассчитывался на трёх скважинах в течение двух недель, затем сравнивался с фактическими значениями. Отклонение от реальных значений составило не более 8,7 %. Проведена оценка коэффициентов корреляции для различных моделей расчета дебита, выявлены оптимальные наборы моделей расчета на малодобитных и высокодобитных скважинах. Также проведено тестирование виртуального расходомера на осложненном фонде скважин. Исходя из полученных графиков можно сделать вывод, что возможно использование расходомера для предсказания различных аварийных ситуаций.

Выводы. Изучение уже существующих моделей механистических виртуальных расходомеров позволило понять, что не все необходимые данные используются для расчета дебита скважины. Применение данной модели существенно повысит точность расчетных и прогнозируемых значений дебита, в том числе позволит идентифицировать различные осложнения в процессе добычи нефти. Таким образом, представленный в работе виртуальный расходомер внесёт существенный вклад в автоматизацию и цифровизацию нефтедобычи.

Ключевые слова:

виртуальный расходомер, скважина, дебит, модель, осложнения.

Введение

Множество нефтяных месторождений переходят на поздние стадии разработки, что сопровождается снижением дебитов скважин, увеличением обводненности и интенсификацией возникновения осложнений [1]. Все это приводит к росту значимости оптимизации энергопотребления месторождения. Рассматривая структуру потребления электричества на одном из нефтяных месторождений, можно отметить, что основную роль играет механизированная добыча, ее доля может превышать 55 % [2]. При этом основными способами оптимизации потребления электроэнергии являются автоматизация и интеллектуальное управление добывающим фондом [3–5].

На сегодняшний день стремительно развивается цифровизация всего нефтепромысла. Одним из этапов является разработка и внедрение интеллектуальных станций управления скважинами. В ходе их работы автоматически задаётся оптимальный режим работы скважин, что приводит к снижению энергопотребления, а также к уменьшению скорости износа нефтепромыслового оборудования. Для стабильного функционирования интеллектуальных станций необходимо постоянное измерение дебита. В современных условиях замеры количества добываемой нефти осуществляются с помощью автоматических групповых замерных установок (АГЗУ). Каждая установка отвечает за подключенную к ней группу скважин и проводит измерения дебита раз в заданный временной

интервал. Ввиду непостоянства дебита скважин и редкости замеров получаемые данные могут значительно отличаться от фактических. Помимо этого, все значения дебита анализируются вручную, что занимает достаточно много времени при большом фонде скважин [6]. Для того чтобы повысить качество промысловой информации и обеспечить регулярную оптимизацию ее работы, встал вопрос о создании специального программного обеспечения, виртуальных расходомеров, позволяющего на основе замеров данных и нейронных сетей отслеживать дебит в реальном времени.

Есть два основных подхода к созданию виртуальных расходомеров – управляемый данными (data-driven) и механистический. В основе первого подхода лежит создание математической модели на основе собранных выходных и входных данных с месторождения, без использования описания физических процессов в системе добычи и сбора нефти. Собранный массив данных обрабатывается для удаления некондиционных данных, после чего нейронная сеть сопоставляет обработанные входные и выходные данные, обучается и создает алгоритм расчёта дебита скважины. После создания модели она тестируется на данных, не используемых в процессе обучения [7, 8]. Активное применение нейронных сетей в создании виртуальных расходомеров описал Т. Аль-Кватами в своих работах [9–12]. Его модель обучалась алгоритмом оптимизации Левенберга–Маркарта и была проверена на данных, взятых с полугодовых испытаний скважины. Работы Г. Зангла, Р. Хасанванды и С. Бернети показывают успешное применение трёхслойной прямой нейросети, обученной методом градиентного спуска для прогнозирования дебита скважины [13, 14]. Н. Андрианов в своей работе рассмотрел применение рекуррентных нейронных сетей, основанных на использовании данных из прошлого. Помимо успешного прогнозирования дебита скважины, рекуррентные сети смогли предсказывать различные высокочастотные явления, такие как сильное замедление потока [15]. Второй подход подразумевает моделирование расхода скважины на основании замеров физических параметров добычи контрольно-измерительными приборами. Данные модели широко распространены в нефтяной отрасли и называются механистическими. Основными составляющими данных моделей являются: модель свойств жидкости, технологического процесса и алгоритм проверки и сверки данных (Data Validation and Reconciliation – DVR) [16, 17]. В качестве модели технологического процесса выступают модель притока пласта, термогидравлическая модель, модель дросселя и модель электрического погружного насоса, а также их комбинации [18–21]. Из наиболее актуальных моделей механистических виртуальных расходомеров можно выделить модели, описанные в работах [22–24]. Все представленные модели подразумевают оценку дебита, исходя из данных о работе ЭЦН, а именно по данным напора насоса и потребляемой мощности с учётом параметров газожидкостной смеси, таких как плотность и вязкость. Однако в данной работе не

учитываются потери давления на трение, что также влияет на точность расчёта дебита скважины.

Для настройки механистической модели необходимо корректное описание всех физических процессов, применяемых в качестве моделей технологического процесса. Несмотря на активную разработку механистических виртуальных расходомеров, существующие решения применяют только один из методов определения расхода. Также опыт применения некоторых моделей виртуального расходомера указывает на важность дополнительной настройки моделей с учетом особенностей эксплуатации скважины, таких как выпадение асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), образование солей и других [25–28].

В данной работе представлена комплексная модель механистического виртуального расходомера, созданного на основании промысловых данных с нефтяного месторождения. Приведен опыт применения системы на осложненном фонде скважин и системы для идентификации нарушений в работе глубинно-насосного оборудования.

Материалы и методы

Определение дебита скважины по косвенным параметрам является сложной технологической задачей, поскольку на результат расчета может повлиять множество изменяющихся параметров. Вследствие этого авторами применяется комплекс методик, основанных на моделях технологических процессов.

Модель жидкости

В рамках данной работы для описания физических свойств трехфазной жидкости будет использована модель «Black Oil». Данная модель представляет собой упрощенную модель пластового флюида, состоящего из нефти, попутного нефтяного газа и воды, и при помощи корреляционных зависимостей позволяет производить расчёты следующих характеристик флюида: плотность, вязкость, растворимость газа, коэффициент сжимаемости, z-фактор и др. [29].

Модель добычи нефти

Модель притока нефти в пласт представляется в виде зависимости величины дебита от создаваемой депрессии. Для определения формы кривой притока нефти в скважину на промысловых объектах выполняются исследования по снятию индикаторной кривой. Наиболее распространенными моделями притока нефти в скважину являются [30, 31]:

- Модель линейного притока (модель Дарси);
- Модель Вогеля;
- Модель Вогеля с поправкой на обводненность скважины.

Для оценки теоретического дебита необходимо построение характеристики скважины. Характеристика скважины представляет собой зависимость напора, требуемого для подъема жидкости на поверхность (и ее движения к пункту сбора), от расхода жидкости. В свою очередь, напор численно равен разнице между давлением на выкиде и приеме насоса. Оценка характеристики скважины проводится по

корреляции А. Hagedorn и К. Brown [32]. Данная модель выбрана ввиду своей универсальности. Так, в работе [33] проведено сравнение различных моделей многофазного течения, и лишь данная модель показывает приемлемую точность при различных режимах течения. В результате применения данной корреляции получена кривая потребного напора. При совмещении кривой потребного напора (характеристики скважины) и кривой притока нефти возможно определение точки пересечения данных кривых – рабочей точки, при которой создается баланс между притоком жидкости в скважину и оттоком из нее.

Модель погружного оборудования

В данной работе будет рассмотрен случай добычи нефти установкой электроцентробежного насоса, так как при этом способе добычи нефти возможно получение наибольшего количества исходных данных для определения дебита скважины. Для определения дебита по данным работы УЭЦН применяются две модели погружного оборудования.

1. Модель напорной характеристики насоса. По данной модели происходит наложение рассчитанной ранее характеристики скважины на напорную характеристику насоса, пересчитанную на условия добычи на конкретной скважине. Данный метод применим при наличии корректных исходных данных. Пересчет характеристики насоса проводится по методике, основанной на работах П.Д. Ляпкина и представленной в [34], а затем апробированной в [35]. При работе на вязких жидкостях напорную характеристику можно учесть по формулам (1) и (2):

$$Q_{\text{ЭЦН}v} = Q_{\text{ЭЦН}} \cdot K_{Qv}, \quad (1)$$

$$H_{\text{ЭЦН}v} = H_{\text{ЭЦН}} \cdot K_{Hv}, \quad (2)$$

где $Q_{\text{ЭЦН}v}$ – подача ЭЦН с учетом свойств жидкости, м³/сут; $Q_{\text{ЭЦН}}$ – подача ЭЦН без учета свойств жидкости, м³/сут; $H_{\text{ЭЦН}v}$ – напор ЭЦН с учетом свойств жидкости, м; $H_{\text{ЭЦН}}$ – напор ЭЦН без учета свойств жидкости, м; K_{Qv} и K_{Hv} – коэффициенты учета изменения подачи и напора из-за влияния вязкости.

Коэффициент изменения подачи из-за влияния вязкости определяется по формуле (3):

$$K_{Qv} = 1 - \frac{4,95 \cdot v^{0,85}}{Q_{\text{об}}^{0,57}}, \quad (3)$$

где $Q_{\text{об}}$ – оптимальная подача ЭЦН на воде, м³/сут; v – кинематическая вязкость флюида, см²/с.

Коэффициент изменения напора из-за влияния вязкости определяется по формуле (4):

$$K_{Hv} = 1 - \frac{1,07 \cdot v^{0,6} \cdot q_{\text{пр}}}{Q_{\text{об}}^{0,57}}. \quad (4)$$

Относительная подача на входе в насос ($q_{\text{пр}}$) на номинальной характеристике насоса определяется по формуле (5):

$$q_{\text{пр}} = \frac{Q_{\text{ЭЦН}} \cdot B \cdot K_{Qv}}{Q_{\text{об}}}, \quad (5)$$

где B – объемный коэффициент жидкости при давлении на входе в насос, о. е.

2. Модель потребляемой мощности. По данной модели определение дебита осуществляется по текущему энергопотреблению глубинно-насосного оборудования.

Эти методы применимы при условии наличия информации о фактическом энергопотреблении глубинного оборудования и напорной кривой. В рамках данной работы расчет энергопотребления выполнялся на скважинах с известной зависимостью потребления электроэнергии от дебита скважины, а также влиянием расхода жидкости на развиваемый насосом напор.

Согласно исследованиям, напорная и мощностная характеристики ЭЦН напрямую зависят от свойств перекачиваемой жидкости. В работах [36, 37] изложены эмпирически и теоретически созданные алгоритмы пересчета напора, подачи, КПД и мощности насоса от свойств перекачиваемой жидкости.

Модель потерь давления в лифтовой колонне

Основным способом определения дебита скважины косвенным методом является анализ потерь давления на трение в скважине. Для этого представим лифтовую колонну скважины от УЭЦН до устья как трубопровод с газожидкостной смесью. В качестве входных данных для расчёта необходимо наличие следующих исходных данных:

- конструкция скважины (инклинометрия, диаметр насосно-компрессорных труб);
- замеры дебитов по фазам, необходимые для калибровки расчётной модели;
- параметры добычи нефти: устьевое и затрубное давления, давление на входе и выходе из насоса, температура жидкости в НКТ, тип насоса, частота его работы;
- свойства флюида: плотность воды, нефти, газа, давление насыщения, газовый фактор, обводненность.

В общем случае алгоритм оценки расчетного дебита по модели потерь давления заключается в следующем:

1. Паспортная характеристика пересчитывается с учетом частоты работы насоса по известной зависимости: линейное влияние на напор, квадратичное на дебит и кубическое на мощность.
2. Проводится гидростатический расчет трубопровода с известным давлением на выходе (буферное давление) при различных предполагаемых значениях дебита скважины и определяется давление на выходе в трубопровод.
3. Полученное значение давления в начале «трубопровода» сравнивается с напором установки при принятом расходе. При отклонении менее 10 % расчет прекращается.

В данном случае расчет распределения давления также выполняется по модели Hagedorn и Brown, упомянутой ранее. Данный способ позволяет с достаточной точностью определить расчетный дебит в скважине на основании фактических данных о ее работе.

Модели потерь давления при штучерировании скважины и движении в линейном трубопроводе

Данные модели применяются как дополнительные для определения расчетного дебита. Алгоритм их работы основан на тех же данных, что и предыдущий, однако в данных моделях давление в начале участка известно.

Модель штуцера предполагает расчет дебита скважины по потерям давления в штуцерной камере. Расчеты производятся по модели, приведенной в работах [38, 39]. Основные положения метода приведены в выражениях (6), (7).

$$Q = 0,1683 \cdot C_{ш} \cdot A \sqrt{\frac{\Delta P}{\rho_{ж}}}, \quad (6)$$

$$C_{ш} = \frac{d_{ш}}{d_{тр}} + \frac{0,3167}{\left(\frac{d_{ш}}{d_{тр}}\right)^{0,6}} + 0,025 [\log(N_{Re}) - 4], \quad (7)$$

где $\rho_{ж}$ – плотность поднимаемой жидкости, кг/м³; Q – расход жидкости через штуцер, м³/сут; $C_{ш}$ – коэффициент расхода дросселя; A – площадь дросселя, м²; ΔP – перепад давления, МПа; $d_{ш}$ – диаметр штуцера, м; $d_{тр}$ – диаметр линейного трубопровода, м; N_{Re} – число Рейнольдса.

Вторая модель – модель потери давления в линейном трубопроводе. Данная модель заключается в расчете потерь давления при движении жидкости от скважины до АГЗУ. В качестве исходных данных для модели применяются линейное давление на скважине и давление в коллекторе АГЗУ. Гидравлический расчет выполняется по уравнению Бернулли с учетом потерь на трение (8), при этом сечением 1 считается устье скважины, а сечением 2 – коллектор АГЗУ.

$$z_1 + \frac{p_1}{\rho \cdot g} + \frac{V_1^2}{2 \cdot g} = z_2 + \frac{p_2}{\rho \cdot g} + \frac{V_2^2}{2 \cdot g} + h_{тр}, \quad (8)$$

где V_1 и V_2 – средние скорости движения в сечениях 1 и 2, м/с; p_1 и p_2 – давления в сечениях 1 и 2, МПа; $h_{тр}$ – потери давления на трение, МПа; z_1 и z_2 – высоты положения в сечениях 1 и 2, м.

При этом в данном уравнении скорости V_1 и V_2 принимаются одинаковыми, так как диаметр трубы постоянный. Расчет потерь давления на трение выполнялся по формуле Дарси–Вейсбаха. В результате расчета определяется расход жидкости, при котором потери давления совпадают с фактическими.

Применение всех трех моделей (потери в лифтовой колонне, в штуцере и линейном трубопроводе) позволяют с высокой точностью определять дебит и корректность исходных данных. При этом при отклонении одной из кривых возможна идентификация осложнений в скважине, например, закупоривание лифтовой колонны, линейного трубопровода или образование высоковязкой эмульсии.

Методика проверки и согласования данных

В конечном итоге при наличии всех необходимых исходных данных с заданной периодичностью определяется пять значений расчетных дебитов скважины. Следующим шагом является обработка получаемой информации, что также является немаловажным процессом. В рамках эксплуатации разработанной меха-

нистической модели «Виртуального расходомера» расчетный дебит определялся каждую минуту. В течение этого времени расчетные дебиты скважин по всем пяти моделям рассчитывались каждые 10 секунд. В случае, если все значения расчетного дебита для каждого отдельно взятого метода отличаются друг от друга на величину не более 5 %, эти данные усредняются. Если среди массива вычислений по модели напорной характеристики насоса или потребляемой мощности значения расчетного дебита отклоняются от остальной массы, эти замеры не учитываются при определении среднего значения расчетного дебита. В ином случае все замеры усредняются вне зависимости от разброса расчетных значений. В результате каждую минуту оператор видит пять замеров виртуального дебита, и при их относительной сходимости (менее 5 %) среднее значение может приниматься за действительный расчетный дебит. В этом случае полученное значение может быть соотнесено с дебитом, полученным по замеру на АГЗУ. В случае регулярного отклонения расчетных дебитов работу модели необходимо анализировать специалисту для определения причины отклонения. Причиной могут являться некорректные исходные данные, осложнения при добыче нефти или ошибки при моделировании процесса движения продукции. В табл. 1 описаны технологические параметры для каждой модели. Для удобства отображения информации введем следующие условные обозначения: расчетный дебит по модели напорной характеристики насоса – Q_H ; по модели потребляемой мощности – Q_N ; по модели потерь давления в лифтовой колонне – Q_T ; по модели штуцера – $Q_{ш}$; по модели потерь давления в линейном трубопроводе – Q_L . Фактические данные дебита скважины по АГЗУ обозначаются как $Q_{ф}$.

Таблица 1. Используемые технологические параметры для каждой модели

Table 1. Technological parameters used for each model

Технологические параметры Technological parameters	Название модели Model name				
	Q_H	Q_N	Q_T	$Q_{ш}$	Q_L
Паспортная характеристика насоса Pump passport characteristics	+	+	–	–	–
Потребляемая мощность насоса Pump power consumption	–	+	–	–	–
Физико-химические свойства добываемого флюида Physico-chemical properties of the extracted fluid	+	+	+	+	+
Частота работы электродвигателя Electric motor operation frequency	+	+	–	–	–
Конструкция скважины/Well design	+	+	+	–	–
Буферное давление/Buffer pressure	+	+	+	+	–
Затрубное давление/Annular pressure	+	+	–	–	–
Динамический уровень/Dynamic level	+	+	–	–	–
Давление на выходе из насоса Pressure at the pump outlet	–	–	+	–	–
Диаметр штуцера/Fitting diameter	–	–	–	+	–
Конструкция линейного трубопровода Linear pipeline design	–	–	–	+	+
Линейное давление/Linear pressure	–	–	–	+	+
Давление на входе в АГЗУ Pressure at the entrance to the automatic group metering unit	–	–	–	–	+

Результаты

Созданная механистическая модель проверена на реальных промысловых данных нескольких нефтедо-

бывающих скважин, оборудованных установками электроцентробежного насоса. На рис. 1 представлена напорная характеристика насоса для скважины № 3.

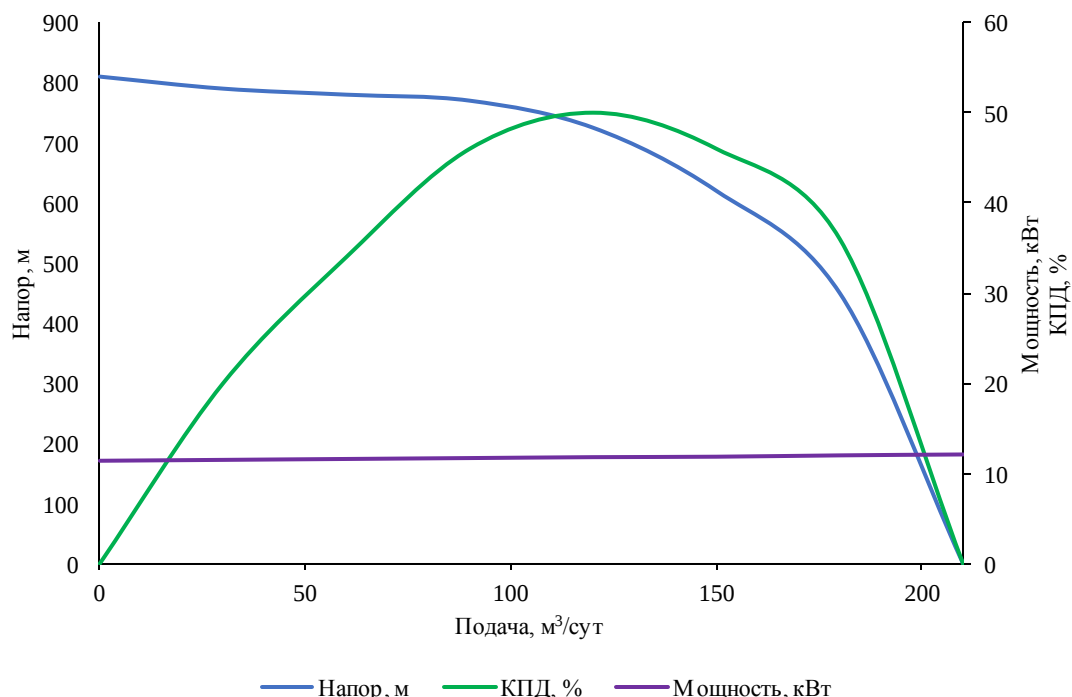


Рис. 1. Напорная характеристика насоса для скважины № 3

Fig. 1. Pump pressure characteristics for well no. 3

На рис. 2 приведена динамика фактического и расчетного дебитов скважин по трем нефтедобывающим скважинам в течение 2 недель. Стоит отметить, что изменение расчетного дебита происходит ввиду изменения технологических показателей добычи: затрубного давления, динамического уровня, потребляемой мощности насоса и т. д.).

На основании анализа результатов тестирования технологии можно заключить, что при расчете среднего значения расчетного дебита, определенного по всем примененным моделям, отклонение от фактического дебита не превышает 8,7 %.

Важным с научной точки зрения является заключение о минимально необходимом количестве настроенных моделей дебита, так как увеличение количества моделей может повлечь за собой не только снижение погрешности, но и увеличение трудоемкости работ по их настройке. С этой целью проведена оценка линейного коэффициента корреляции (коэффициента корреляции Пирсона) для всех возможных комбинаций созданных моделей. Данный коэффициент рассчитывается как отношение коэффициента ковариации (математическое ожидание произведения отклонений рассматриваемых величин) и стандартных отклонений данных величин. В табл. 2, 3 приведены результаты оценки коэффициента корреляции для комбинаций двух, трех и четырех моделей для первой скважины.

Таблица 2. Результаты оценки коэффициента корреляции для двух и трех моделей дебита скважины

Table 2. Results of the correlation coefficient estimation for two and three well flow rate models

Первая модель First model	Вторая модель Second model	Третья модель/Third model				
		Q_H	Q_N	Q_T	$Q_{ш}$	Q_L
Q_H	—	0,864	0,899	0,901	0,936	0,886
	Q_N	—	—	0,922	0,944	0,910
	Q_T	—	0,922	—	0,940	0,907
	$Q_{ш}$	—	0,944	0,940	—	0,936
	Q_L	—	0,910	0,907	0,936	—
Q_N	—	0,899	0,885	0,922	0,957	0,903
	Q_T	—	—	—	0,957	0,922
	$Q_{ш}$	—	—	0,957	—	0,951
	Q_L	—	—	0,922	0,951	—
Q_T	—	0,901	0,922	0,856	0,940	0,888
	$Q_{ш}$	—	—	—	—	0,940
	Q_L	—	—	—	0,940	—
$Q_{ш}$	—	0,936	0,954	0,940	0,937	0,939
Q_L	—	0,886	0,903	0,888	0,939	0,830

Таблица 3. Результаты оценки коэффициента корреляции для четырех моделей дебита скважины

Table 3. Results of the correlation coefficient estimation for four well flow rate models

Исключаемая модель/Excluded model					
—	Q_H	Q_N	Q_T	$Q_{ш}$	Q_L
0,946	0,952	0,939	0,943	0,923	0,949

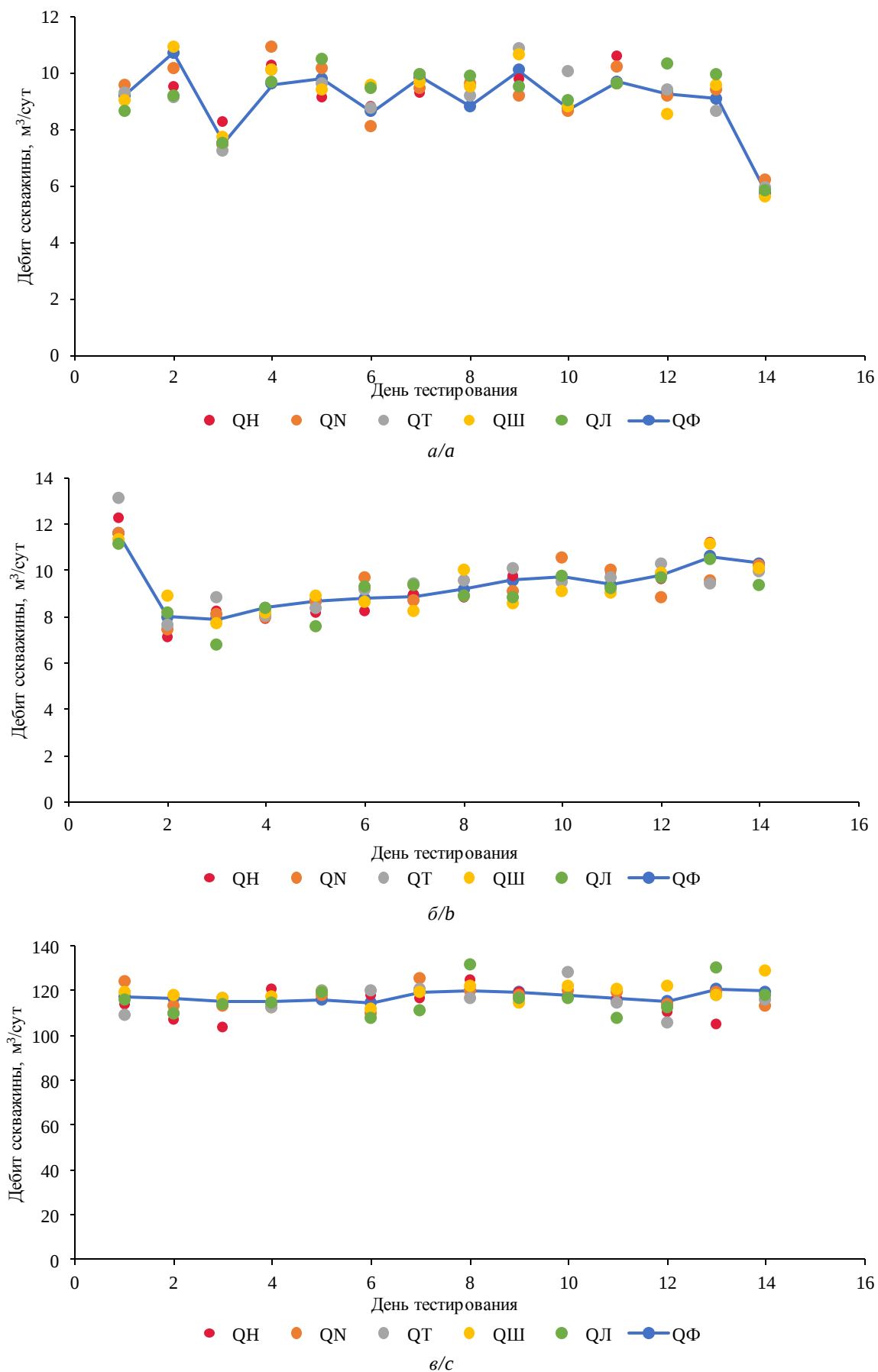


Рис. 2. Результаты тестирования технологии на скважине: № 1 (а); № 2 (б); № 3 (в)

Fig. 2. Results of technology testing at the well: no. 1 (a); no. 2 (b); no. 3 (c)

Анализируя табл. 2, 3, стоит отметить, что наибольшим коэффициентом корреляции обладают модель $Q_N + Q_{\text{ш}}$. При этом высокий общий уровень корреляции, что говорит о высокой точности модели виртуального расходомера. Для второй скважины наиболее оптимальной моделью определена $Q_N + Q_{\text{ш}} + Q_N$ с коэффициентом корреляции 0,975, а для третьей – $Q_{\text{ш}} + Q_N + Q_{\text{д}}$ с коэффициентом корреляции 0,772. Очевидно, что в результате этого анализа можно заключить, что с достаточной точностью определить дебит можно по трем моделям дебита, однако для каждой из скважин этот набор уникален. Наибольшее внимание для малodeбитных скважин ($Q < 15 \text{ м}^3/\text{сут}$) необходимо уделять модели напора насоса, потребляемой мощности и штуцера. Для данной группы скважин применение модели потерь давления возможно лишь

при возникновении условий значительных потерь давления на трение (малый диаметр трубопровода, высокая вязкость продукции или значительная длина), которые отсутствовали в целевой скважине. Для высокодебитных скважин ($Q < 100 \text{ м}^3/\text{сут}$) модели потерь давления в трубопроводе, штуцере и потребления электроэнергии будут более справедливы.

Однако модель виртуального расходомера может быть применена не только в условиях работы скважины без осложнений, а также для их идентификации. Далее представлен опыт идентификации различных отклонений в работе скважины по данным виртуального расходомера.

На рис. 3 представлен пример работы технологии «Виртуальный расходомер» на скважине № 4, на которой идентифицировано отклонение в работе АГЗУ.

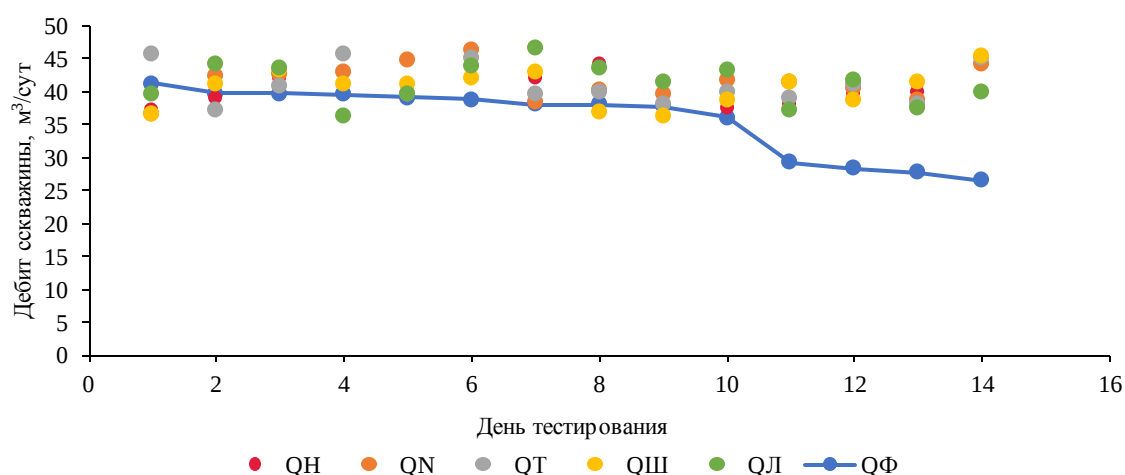


Рис. 3. Применение технологии на скважине № 4

Fig. 3. Application of technology at well no. 4

На данном рисунке можно отметить, что расчетные дебиты по описанным ранее моделям незначительно отклоняются от фактической величины в течение первых 10 дней замеров. После чего замеры по АГЗУ начинают резко снижаться при постоянстве геолого-технических и энергетических параметров

работы скважины. Это указывает на нарушения в работе АГЗУ, засорение установки или некорректную работу расходомера.

На рис. 4 представлен пример работы технологии на скважине № 5, на которой идентифицируется образование органических отложений в лифтовой колонне.

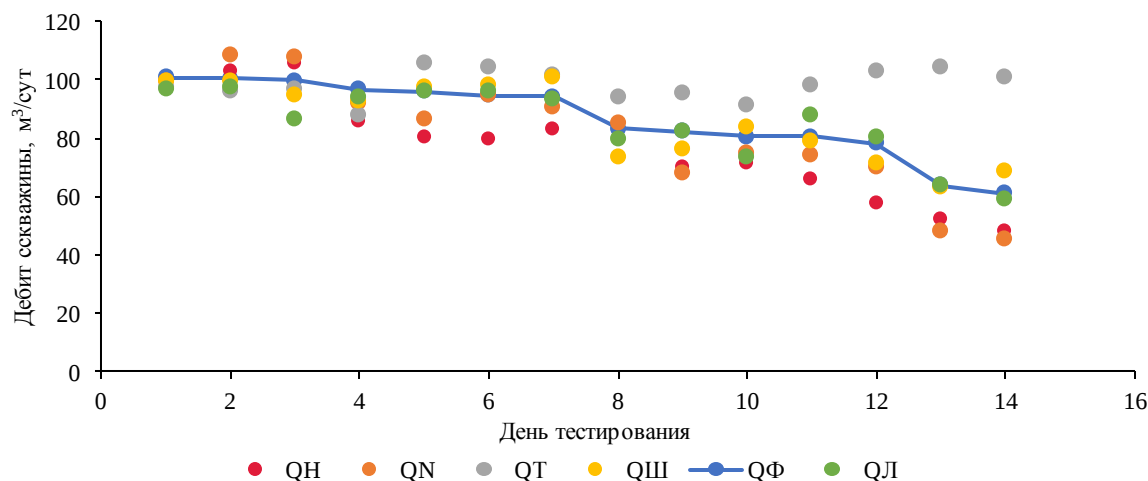


Рис. 4. Применение технологии на скважине № 5

Fig. 4. Application of technology at well no. 5

На данном рисунке видно, что в начале испытаний расчетные значения дебита незначительно отклоняются от фактического значения, после чего происходит плавное снижение всех замеров, кроме замеров по потерям давления на трение. Анализируя промысловую информацию, очевидно, что в лифтовой колонне начинается образование органических отложений, происходит увеличение напора насоса, что при-

водит к снижению его дебита. Однако в модели потеря давления на трение увеличивается перепад давления на движение жидкости по лифтовой колонне, что приводит к увеличению расчетного дебита.

На рис. 5 представлен опыт идентификации изменения геологических условий добычи нефти, полученный на скважине № 6.

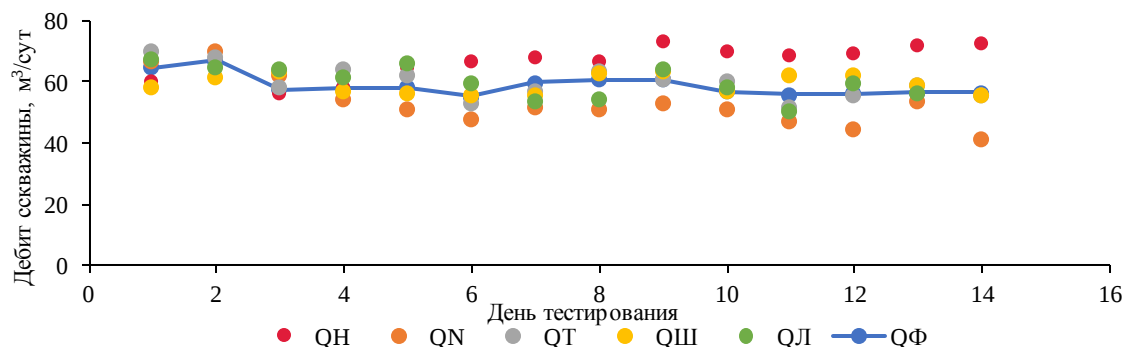


Рис. 5. Применение технологии на скважине № 6

Fig. 5. Application of technology at well no. 6

На данном рисунке видно, что отклонение наблюдается по модели напора насоса, при этом некоторое снижение происходит по модели потребления электроэнергии. Анализируя промысловую информацию, можно отметить, что во время испытаний произошла остановка на ремонт интерферирующей нагнетательной скважины. Это привело к изменению геологических условий добычи нефти, снижению пластового давления и росту потребного напора. Однако данное изменение не учитывается в построении характеристики скважины, вследствие чего она не пересчитывается и получаемые значения дебита являются завышенными.

Заключение

На сегодняшний день цифровизация является неотъемлемой частью всей нефтедобывающей отрасли. В условиях необходимости непрерывной оптимизации процесса добычи нефти важным вопросом является корректный расчет дебитов скважин. Вследствие замера данного параметра групповыми установками значения дебита скважин регистрируются не регулярно, а раз в заданный период, который составляет от 1 до 7 дней. Вследствие этого получаемые данные в контексте актуализации параметров работы скважины перестают быть актуальными. Эти обстоятельства ведут к несвоевременному регулированию режимов работы скважин, что приводит к снижению эффективности добычи нефти. Для решения данной

проблемы разработана комплексная модель механистического виртуального расходомера, основанного на анализе множества промысловых данных. Опыт применения модели представлен двумя неделями тестирования на трех нефтедобывающих скважинах. По результатам тестирования отклонение расчетного дебита от фактического не превышает 8,7 %. На основании статистической обработки данных определены наиболее значимые модели. В результате получено, что для расчета дебита малодебитных скважин наиболее подходят комбинации модели напора насоса, потребляемой мощности и штуцера. Для расчета высокодебитных скважин стоит использовать набор, состоящий из модели потерь давления в трубопроводе, штуцера и потребления электроэнергии. Помимо этого, представленный в работе виртуальный расходомер смог определять проблемные скважины с неисправностями в глубинно-насосном и поверхностном оборудовании.

Работа выполнена в организации Головного исполнителя в рамках выполняемой составной части НИОКТР, проводимой при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (соглашение № 075-11-2021-052 от 24 июня 2021 г.) в соответствии с постановлением Правительства РФ от 09.04.2010 № 218 (ПРОЕКТ 218). Головной исполнитель НИОКТР – ФГАОУ ВО «Пермский национальный исследовательский политехнический университет».

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ilyushin P.Y., Vyatkin K.A., Kozlov A.V. Development and verification of a software module for predicting the distribution of wax deposition in an oil well based on laboratory studies // Results in Engineering. – 2022. – V. 16. – P. 100697.
2. Букреев В.Г., Сипайлова Н.Ю., Сипайлов В.А. Стратегия управления электротехническим комплексом механизированной добычи нефти на основе экономического критерия // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2017. – Т. 328. – № 3. – С. 75–84.
3. An automation system for gas-lifted oil wells: model identification, control, and optimization / E. Camponogara, A. Plucenio, A.F. Teixeira, S.R. Campos // Journal of petroleum science and engineering. – 2010. – V. 70. – № 3–4. – P. 157–167.
4. Jia A., Guo J. Key technologies and understandings on the construction of Smart Fields // Petroleum Exploration and Development. – 2012. – V. 39. – P. 127–131.

5. Study of the intelligent completion system for Liaohe oil field / Z. Huang, Y. Li, Y. Peng, Z. Shen, W. Zhang, M. Wang // *Procedia Engineering*. – 2011. – V. 15. – P. 739–746.
6. Илюшин П.Ю., Вяткин К.А., Козлов А.В. Разработка интеллектуальных алгоритмов управления периферийным технологическим оборудованием куста скважин с помощью единой станции управления // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2022. – Т. 333. – № 10. – С. 59–68.
7. Bikmukhametov T., Jäschke J. First principles and machine learning virtual flow metering: a literature review // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2020. – V. 184. – P. 106487.
8. Song S. An intelligent data-driven model for virtual flow meters in oil and gas development // *Chemical Engineering Research and Design*. – 2022. – V. 186. – P. 398–406.
9. Al-Qutami T.A., Ibrahim R., Ismail I. Hybrid neural network and regression tree ensemble pruned by simulated annealing for virtual flow metering application // *2017 IEEE International Conference on Signal and Image Processing Applications (ICSIPA)*. – Kuching, Malaysia, 2017. – P. 304–309.
10. Al-Qutami T.A. Development of soft sensor to estimate multiphase flow rates using neural networks and early stopping // *International Journal on Smart Sensing and Intelligent Systems*. – 2017. – V. 10. – № 1. – P. 1–24.
11. Al-Qutami T.A. Radial basis function network to predict gas flow rate in multiphase flow // *Proceedings of the 9th International Conference on Machine Learning and Computing*. – Singapore, 2017. – P. 141–146.
12. Al-Qutami T.A. Virtual multiphase flow metering using diverse neural network ensemble and adaptive simulated annealing // *Expert Systems with Applications*. – 2018. – V. 93. – P. 72–85.
13. Zangl G., Hermann R., Schweiger C. Comparison of methods for stochastic multiphase flow rate estimation // *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. – Houston, Texas, USA, 2014. – P. 1–15.
14. Hasanvand M., Berneti S.M. Predicting oil flow rate due to multiphase flow meter by using an artificial neural network // *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*. – 2015. – V. 37. – № 8. – P. 840–845.
15. Andrianov N. A machine learning approach for virtual flow metering and forecasting // *IFAC-PapersOnLine*. – 2018. – V. 51. – № 8. – P. 191–196.
16. Falcone G., Hewitt G., Alimonti C. *Multiphase flow metering: principles and applications*. – Amsterdam: Elsevier Publ., 2009. – 328 p.
17. Heddle R., Foot J., Rees H. ISIS rate & phase: delivering virtual flow metering for 300 wells in 20 fields // *SPE Intelligent Energy International*. – Aberdeen, Scotland, UK, 2012.
18. Golan M., Whitson C.H. *Well performance*. – Hoboken: Prentice Hall Publ., 1991. – 669 p.
19. Shippen M., Bailey W.J. Steady-state multiphase flow past, present, and future, with a perspective on flow assurance // *Energy & Fuels*. – 2012. – V. 26. – № 7. – P. 4145–4157.
20. Buffa F.K., Balino J.L. Review of multiphase flow models for choke valves // *Journeys in Multiphase Flows (JEM2017)*. – São Paulo, March 27–31, 2017. – V. 41. – P. 1–12.
21. Lea J.F. Electrical submersible pumps: on and offshore problems and solutions // *International Petroleum Conference and Exhibition of Mexico*. – Veracruz, Mexico, 1994. – P. 249–275.
22. Способ определения дебита скважин, оборудованных насосными установками: пат. Рос. Федерация, № 2575785, заявл. 10.09.2013; опубл. 20.02.2016.
23. Ивановский В.Н., Сабиров А.А., Герасимов И.Н. Разработка и внедрение виртуального расходомера для скважин, оборудованных установками центробежных насосов // *Территория Нефтегаз*. – 2016. – № 11. – С. 115–120.
24. Итоги сертификационных испытаний виртуального расходомера «БИНУС» для замера дебита нефтяных скважин / Ю.А. Донской, И.Н. Герасимов, В.С. Баканев и др. // *Территория Нефтегаз*. – 2022. – № 7–8. – С. 96–102.
25. Varyan R., Haug R.K., Fonnes D.G. Investigation on the suitability of virtual flow metering system as an alternative to the conventional physical flow meter // *SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition*. – Bali, Indonesia, 2015. – P. 1–12.
26. Amin A. Evaluation of commercially available virtual flow meters (VFM) // *Offshore Technology Conference*. – Houston, Texas, USA, 2015. – P. 1–26.
27. Hotvedt M., Grimstad B., Imsland L. Developing a hybrid data-driven, mechanistic virtual flow meter—a case study // *IFAC-PapersOnLine*. – 2020. – V. 53. – № 2. – P. 11692–11697.
28. Bello O., Ade-Jacob S., Yuan K. Development of hybrid intelligent system for virtual flow metering in production wells // *SPE Intelligent Energy Conference & Exhibition*. – Utrecht, The Netherlands, 2014. – P. 1–8.
29. Mukherjee H., Brill J.P. *Multiphase flow in wells*. – Richardson: Society of Petroleum Engineers of AIME, 1999. – 149 p.
30. Vogel J.V. Inflow performance relationships for solution-gas drive wells // *Journal of petroleum technology*. – 1968. – V. 20. – № 01. – P. 83–92.
31. Adeyemi T.S., Rufus D.O. Analytical development of an improved Inflow Performance Relationship (IPR) model for solution gas drive reservoirs // *Journal of Human, Earth, and Future*. – 2021. – V. 2. – № 2. – P. 125–135.
32. Hagedorn A.R., Brown K.E. Experimental study of pressure gradients occurring during continuous two-phase flow in small-diameter vertical conduits // *Journal of Petroleum Technology*. – 1965. – V. 17. – № 04. – P. 475–484.
33. Cox S.A. Errors introduced by multiphase flow correlations on production analysis // *SPE annual Technical Conference*. – San Antonio, Texas, USA, 2006. – P. 1–11.
34. Ивановский В.Н., Пекин С.С., Янггулов П.Л. Влияние вязкой жидкости на рабочую характеристику погружных электроцентробежных насосов // *Территория нефтегаз*. – 2012. – № 9. – С. 48–55.
35. Development of a method for improving the energy efficiency of oil production with an electrical submersible pump / A. Petrochenkov, P. Ilyushin, S. Mishurinskikh, A. Kozlov // *Inventions*. – 2023. – V. 8. – № 1 – P. 29.
36. Assessment of the harmonics influence on the power consumption of an electric submersible pump installation / A. Lyakhomskii, A. Petrochenkov, A. Romodin, E. Perfil'eva, S. Mishurinskikh, A. Kokorev, A. Kokorev, S. Zuev // *Energies*. – 2022. – V. 15. – № 7. – P. 2409.
37. Скважинные насосные установки для добычи нефти / В.Н. Ивановский, В.И. Даришев, А.А. Сабиров, В.С. Каштанов, С.С. Пекин. – М.: Нефть и газ, 2002. – 824 с.
38. Guo B., Lyons W.C., Ghalambor A. *Petroleum production engineering. A computer-assisted approach*. – Houston: Gulf Professional Publ., 2007. – 287 p.
39. Boyan G., Ghalambor A. *Natural gas engineering handbook*. – Houston: Gulf Professional Publ., 2014. – 472 p.

Поступила: 23.12.2022 г.

Прошла рецензирование: 28.02.2023 г.

Информация об авторах

Илюшин П.Ю., кандидат технических наук, доцент кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета.

Вяткин К.А., аспирант кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета.

Козлов А.В., инженер кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета.

Андреев Д.В., лаборант-исследователь кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета.

UDC 681.5: 622.276.3

DEVELOPMENT AND EXPERIENCE IN APPLICATION OF A COMPLEX MECHANISTIC MODEL OF A VIRTUAL FLOW METER FOR WELLS EQUIPPED WITH ELECTRIC CENTRIFUGAL PUMPS

Pavel Yu. Ilyushin¹,
ilyushin-pavel@yandex.ru

Kirill A. Vyatkin¹,
kirill.vyatkin@ginrgm.ru

Anton V. Kozlov¹,
anton.kozlov@ginrgm.ru

Daniel V. Andreev¹,
d.andreev@ginrgm.ru

¹ Perm National Research Polytechnic University,
29, Komsomolskiy avenue, Perm, 614990, Russia.

The relevance of the study lies in the need to create a tool for calculating the flow rate of wells by indirect signs. Currently, intelligent control stations, for the operation of which it is necessary to have up-to-date data on the state of well operation, including flow rate, are widely used. However, in modern conditions, flow rate measurements are performed periodically, which does not allow quickly analyzing the operating conditions of wells and optimizing the operation parameters of downhole pumping equipment. In this regard, the regulation of well operation modes is not timely, which leads to decrease in the efficiency of oil production. Thus, there is a need to create special software for automatic calculation of well flow rates – virtual flow meters. To date, there are no virtual flow meters that use all the physical data from wells necessary for calculating and predicting the flow rate.

Purpose: to create the most accurate model of a mechanistic virtual flow meter.

Methods: set of techniques based on technological processes for accurate calculation of production rates and identification of problem wells; developed algorithm for reconciliation and agreement of the obtained calculation results.

Results. As a result, a new mechanistic virtual flow meter model was obtained. It examines all the data necessary for calculating the flow rate during well operation. The flow rate was calculated on three wells within two weeks, then compared with the actual values. The deviation from the real values was no more than 8,7 %. The evaluation of correlation coefficients for various models for calculating the flow rate was carried out, the optimal sets of calculation models for low-rate and high-rate wells were identified. A virtual flow meter was also tested on a complicated well stock. Based on the graphs obtained, it can be concluded that it is possible to use the flow meter to predict various emergency situations.

Conclusions. The study of already existing models of mechanistic virtual flow meters made it possible to understand that not all the necessary data are used to calculate the well flow rate. The use of this model will significantly improve the accuracy of the calculated and predicted flow rates, including the identification of various complications in oil production. Thus, the virtual flowmeter presented in the paper will make a significant contribution to the automation and digitalization of oil production.

Key words:

virtual flow meter, well, flow rate, model, complications.

The work was carried out in the organization of the Lead Contractor as part of the R&D, with the financial support from the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (agreement number 075-11-2021-052 of 24 June 2021) in accordance with the decree of the Government of the Russian Federation: 09.04.2010, number 218 (PROJECT 218). The main R&D contractor is the Perm National Research Polytechnic University.

REFERENCES

1. Ilyushin P.Y., Vyatkin K.A., Kozlov A.V. Development and verification of a software module for predicting the distribution of wax deposition in an oil well based on laboratory studies. *Results in Engineering*, 2022, vol. 16, pp. 100697.
2. Bukreev V.G., Sipajlova N.Yu., Sipaylov V.A. Management strategy of the electrotechnical complex of mechanized oil production based on the economic criterion. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2017, vol. 328, no. 3, pp. 75–84. In Rus.
3. Camponogara E., Plucenio A., Teixeira A.F., Campos S.R. An automation system for gas-lifted oil wells: Model identification, control, and optimization. *Journal of petroleum science and engineering*, 2010, vol. 70, no. 3–4, pp. 157–167.
4. Jia A., Guo J. Key technologies and understandings on the construction of Smart Fields. *Petroleum Exploration and Development*, 2012, vol. 39, pp. 127–131.
5. Huang Z., Li Y., Peng Y., Shen Z., Zhang W., Wang M. Study of the intelligent completion system for Liaohe oil field. *Procedia Engineering*, 2011, vol. 15, pp. 739–746.
6. Ilyushin P.Yu., Vyatkin K.A., Kozlov A.V. Development of intelligent algorithms for controlling peripheral technological equipment of the well cluster using a single control station. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2022, vol. 333, no. 10, pp. 59–68. In Rus.
7. Bikmukhametov T., Jäschke J. First principles and machine learning virtual flow metering: a literature review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, vol. 184, pp. 106487.
8. Song S. An intelligent data-driven model for virtual flow meters in oil and gas development. *Chemical Engineering Research and Design*, 2022, vol. 186, pp. 398–406.
9. Al-Qutami T.A., Ibrahim R., Ismail I. Hybrid neural network and regression tree ensemble pruned by simulated annealing for virtual flow metering application. *2017 IEEE International Conference on*

- Signal and Image Processing Applications (ICSIPA)*. Kuching, Malaysia, 2017. pp. 304–309.
10. Al-Qutami T.A. Development of soft sensor to estimate multiphase flow rates using neural networks and early stopping. *International Journal on Smart Sensing and Intelligent Systems*, 2017, vol. 10, no. 1, pp. 1–24.
 11. Al-Qutami T.A. Radial basis function network to predict gas flow rate in multiphase flow. *Proceedings of the 9th International Conference on Machine Learning and Computing*. Singapore, 2017. pp. 141–146.
 12. Al-Qutami T.A. Virtual multiphase flow metering using diverse neural network ensemble and adaptive simulated annealing. *Expert Systems with Applications*, 2018, vol. 93, pp. 72–85.
 13. Zangl G., Hermann R., Schweiger C. Comparison of methods for stochastic multiphase flow rate estimation. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Houston, Texas, USA, 2014. pp. 1–15.
 14. Hasanvand M., Berneti S.M. Predicting oil flow rate due to multiphase flow meter by using an artificial neural network. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, 2015, vol. 37, no. 8, pp. 840–845.
 15. Andrianov N. A machine learning approach for virtual flow metering and forecasting. *IFAC-PapersOnLine*, 2018, vol. 51, no. 8, pp. 191–196.
 16. Falcone G., Hewitt G., Alimonti C. *Multiphase flow metering: principles and applications*. Amsterdam, Elsevier Publ., 2009. 328 p.
 17. Heddle R., Foot J., Rees H. ISIS rate & phase: delivering virtual flow metering for 300 wells in 20 fields. *SPE Intelligent Energy International*. Aberdeen, Scotland, UK, 2012.
 18. Golan M., Whitson C.H. *Well performance*. New Jersey, Prentice Hall Publ., 1991. pp. 669.
 19. Shippen M., Bailey W.J. Steady-state multiphase flow past, present, and future, with a perspective on flow assurance. *Energy & Fuels*, 2012, vol. 26, no. 7, pp. 4145–4157.
 20. Buffa F.K., Ballo J.L. Review of multiphase flow models for choke valves. *Journeys in Multiphase Flows (JEM2017)*. São Paulo, March 27–31, 2017. Vol. 41, pp. 1–12.
 21. Lea J.F. Electrical submersible pumps: on and offshore problems and solutions. *International Petroleum Conference and Exhibition of Mexico*. Veracruz, Mexico, 1994. pp. 249–275.
 22. Ivanovskiy V.N., Sabirov A.A., Yakimov S.B. *Sposob opredeleniya debita skvazhin, oborudovannykh nasosnymi ustanovkami* [Method for determining the flow rate of wells equipped with pumping units]. Patent RF, no. 2575785, 2016.
 23. Ivanovskiy V.N., Sabirov A.A., Gerasimov I.N. Development and implementation of a virtual flow meter for wells equipped with centrifugal pump installations. *Territory of Neftegaz*, 2016, no. 11, pp. 115–120. In Rus.
 24. Donskoy Yu.A., Gerasimov I.N., Bakanev V.S., Petrov A.B., Krasnoborov D.N. Results of certification tests of the BINUS virtual flow meter for measuring the flow rate of oil wells. *Territory of Neftegaz*, 2022, no. 7–8, pp. 96–102. In Rus.
 25. Varyan R., Haug R.K., Fonnes D.G. Investigation on the suitability of virtual flow metering system as an alternative to the conventional physical flow meter. *SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition*. Bali, Indonesia, 2015. pp. 1–12.
 26. Amin A. Evaluation of commercially available virtual flow meters (VFM). *Offshore Technology Conference*. Houston, Texas, USA, 2015. pp. 1–26.
 27. Hotvedt M., Grimstad B., Imsland L. Developing a hybrid data-driven, mechanistic virtual flow meter—a case study. *IFAC-PapersOnLine*, 2020, vol. 53, no. 2, pp. 11692–11697.
 28. Bello O., Ade-Jacob S., Yuan K. Development of hybrid intelligent system for virtual flow metering in production wells. *SPE Intelligent Energy Conference & Exhibition*. Utrecht, The Netherlands, 2014. pp. 1–8.
 29. Mukherjee H., Brill J.P. *Multiphase flow in wells*. Richardson, Society of Petroleum Engineers of AIME, 1999. 149 p.
 30. Vogel J.V. Inflow performance relationships for solution-gas drive wells. *Journal of petroleum technology*, 1968, vol. 20, no. 01, pp. 83–92.
 31. Adeyemi T.S., Rufus D.O. Analytical development of an improved Inflow Performance Relationship (IPR) model for solution gas drive reservoirs. *Journal of Human, Earth, and Future*, 2021, vol. 2, no. 2, pp. 125–135.
 32. Hagedorn A.R., Brown K.E. Experimental study of pressure gradients occurring during continuous two-phase flow in small-diameter vertical conduits. *Journal of Petroleum Technology*, 1965, vol. 17, no. 04, pp. 475–484.
 33. Cox S.A. Errors introduced by multiphase flow correlations on production analysis. *SPE annual Technical Conference*. San Antonio, Texas, USA, 2006. pp. 1–11.
 34. Ivanovskiy V.N., Pekin S.S., Yangulov P.L. Influence of viscous liquid on the performance of submersible electric centrifugal pumps. *Territory of Neftegaz*, 2012, no. 9, pp. 48–55. In Rus.
 35. Petrochenkov A., Ilyushin P., Mishurinskikh S., Kozlov A. Development of a method for improving the energy efficiency of oil production with an electrical submersible pump. *Inventions*, 2023, vol. 8 (1), pp. 29.
 36. Lyakhomskii A., Petrochenkov A., Romodin A., Perfil'eva E., Mishurinskikh S., Kokorev A., Kokorev A., Zuev S. Assessment of the harmonics influence on the power consumption of an electric submersible pump installation. *Energies*, 2022, vol. 15, no. 7, pp. 2409.
 37. Ivanovskiy V.N., Darishchev V.I., Sabirov A.A., Kashtanov V.S., Pekin S.S. *Skvazhinnye nasosnye ustanovki dlya dobychi nefi* [Downhole pumping units for oil production]. Moscow, Neft i gaz Publ., 2002. 824 p.
 38. Guo B., Lyons W.C., Ghalambor A. *Petroleum production engineering. A computer-assisted approach*. Houston, Gulf Professional Publ., 2007. 287 p.
 39. Boyan G., Ghalambor A. *Natural gas engineering handbook*. Houston, Gulf Professional Publ., 2014. 472 p.

Received: 23 December 2022.

Reviewed: 28 February 2023.

Information about the authors

Pavel Yu. Ilyushin, Cand. Sc., associate professor, Perm National Research Polytechnic University.

Kirill A. Vyatkin, postgraduate student, Perm National Research Polytechnic University.

Anton V. Kozlov, engineer, Perm National Research Polytechnic University.

Daniel V. Andreev, research assistant, Perm National Research Polytechnic University.