Список литературы

1. Analysis of Decline Curves [Text] / Arps, J.J. // AIME. – 1945. – V. 160. – P. 228–247. https://doi.org/10.2118/945228-G

2. Планирование и организация эксперимента [Текст]: учебное пособие для студентов / А.Г. Левшин [и др.]. – М.: Изд-во РГАУ-МСХА, 2015. – 65 с. 3. Орельен Ж. Прикладное машинное обучение с помощью Scikit-Learn и TensorFlow. Концепции, инструменты и техники для создания интеллентуальных систем [Текст]. – Изд-во Вильямс, 2018. – 688 с.

4. Shalev-Shwartz Sh., Ben-David Sh. [Tekct]: Understanding Machine Learning Algorithms: From Theory to Algorithms. – Cambridge: Cambridge University Press. 2014. – 449 c.

References

1. Arps J.J. Analysis of Decline Curves. Transactions of the AIME. 1945, vol. 160, no. 1, pp. 228–247. doi: 10.2118/945228-G

- 2. Levshin A.G. et al. Planirovanie I organizatsia experimenta [Planning and organizing of experiment]. Moscow, RGAU-MSKhA, 2015. 65 p.
- 3. Geron A. Hands-On Machine Learning with Scikit-Learn, Keras, and TensorFlow. O'Reilly Media Inc., 2018. 718 p.

4. Shalev-Shwartz Sh., Ben-David Sh. Understanding Machine Learning Algorithms: From Theory to Algorithms. Cambridge, Cambridge University Press, 2014 449 p

ВИРТУАЛЬНАЯ РАСХОДОМЕТРИЯ КАК ИНСТРУМЕНТ МОНИТОРИНГА ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ СКВАЖИНЫ С УЭЦН

А.М. Андрианова¹, А.А. Логинов¹, Р.А. Хабибуллин¹, О.С. Кобзарь²

¹ Научно-Технический Центр «Газпром нефти» (ООО «Газпромнефть НТЦ»), ² Инжиниринговый центр МФТИ по трудноизвлекаемым полезным ископаемым

Электронный адрес: Andrianova.AM@gazpromneft-ntc.ru

В статье рассматриваются актуальность и различные способы применения задачи виртуальной расходометрии, приведены методы решения задачи, используемые в отрасли. Подробно разобран подход, основанный на анализе работы установки электрического центробежного насоса (УЭЦН) с использованием данных, регулярно собираемых в корпоративных базах данных (БД): конструкция скважины, телеметрия с УЭЦН, данные с манометров и термометров, доступные замеры дебитов по фазам на АГЗУ (редкие замеры для калибровки). В предложенной модели анализируется электрическая составляющая работы УЭЦН, что позволяет оценить динамику коэффициента деградации характеристик установки и дебита газожидкостной смеси в насосе. Алгоритм апробирован на нескольких месторождениях компании, в статье приводится детальный разбор одной из скважин, начиная с фильтрации входных данных до восстановления динамики изменения дебита, а также сводная таблица с результатами апробирования на нескольких десятках скважин различных месторождений. Основным результатом проделанной работы является подтверждение возможности увеличения частотности замеров дебита за счет косвенных параметров, а также внедрение алгоритма в информационные системы компании, которые дают возможность осуществить мониторинг большого фонда скважин

Ключевые слова: виртуальная расходометрия, моделирование многофазных течений, моделирование УЭЦН, мониторинг добычи нефти и газа

VERTUAL METERING AS A TOOL FOR ESP-EQUIPPED WELLS MONITORING

A.M. Andrianova¹, A.A. Loginov¹, R.A. Khabibullin¹, O.S. Kobzar²

¹ Gazpromneft NTC LLC, RF, Saint-Petersburg, ² MIPT Center for Engineering and Technology

This paper describes an approach to creating a virtual flow metering system (VFM). Proposed method is based on electric submersible pump system's monitoring. Whole VFM market was analyzed with taking method's relevance, possible and real industry applications into consideration. Created algorithm uses data that is regularly collected from oilfields and stored in corporate's databases. Mainly used parameters are well's construction, telemetry data from ESP system, pressure and temperature from different parts of the well, and available oil production data, divided by phases, that is obtained rarely and used for calibration. Suggested solution considers electric part of an ESP system and so it reveals possibility to estimate ESP degradation dynamics for liquid-gas mixture production restoring by using correction coefficients. Presented algorithm was tested on the Company's oilfield. One well is shown as an example of method's work, including all steps from data preprocessing to liquid production dynamics recovering. Also results of algorithm usage on several dozen wells on various oilfields are presented. As one of the main results approving the possibility to increase liquid production measurements frequency should be mentioned. Such possibility is based on using indirect operating parameters and recovering dynamics of model's inner coefficients (e.g., ESP degradation), that make possible to estimate effectiveness of pump exploitation and possible optimization necessity. As another important result implementing of the algorithm into Company's IT systems should be mentioned. Such implementation reveals possibility for monitoring a big amount of wells in fast and effective way.

Keywords: virtual flow metering, multiphase flow modeling and estimation, ESP system modeling, oil and gas production monitoring

DOI: 10.7868/S2587739920040114

ВВЕДЕНИЕ

Установки электрических центробежных насосов (УЭЦН) – основной способ эксплуатации нефтяных месторождений как в «Газпром нефть», так и во многих других компаниях. Многие современные системы УЭЦН оснашены различными системами контроля и мониторинга. Среди них станции управления







удк 66.041

© Коллектив авторов 2020

с контроллерами, способными считывать и хранить данные погружной телеметрии и информацию о потреблении электроэнергии, автоматизированные системы контроля давления и температуры на устье скважины, а также на линейных и площадных объектах месторождения. Современные системы способны считывать и хранить значения параметров с частотой раз в секунду и даже чаще. Высокая частота сбора

информации генерирует большой поток информации. При этом для классических методов контроля работающего фонда скважин, применяемого на многих месторождениях десятилетиями, такой объем данных не востребован. Классические способы ориентированы на обработку данных специалистами – технологами и геологами. Для них зачастую достаточно знать одно значение параметра в сутки, чтобы оценить режим работы скважины и принять решение о необходимости проведения мероприятия на ней. Такой подход управления используется с применением «шахматки» – изначально бумажного, а в последние годы электронного инструмента, широко известного среди нефтяников

ПОДХОД. ОСНОВАННЫЙ НА АНАЛИЗЕ РАБОТЫ УСТАНОВКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА (УЭЦН) С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ДАННЫХ, РЕГУЛЯРНО СОБИРАЕМЫХ В КОРПОРАТИВНЫХ БАЗАХ ДАННЫХ, ПОЗВОЛЯЕТ ОЦЕНИТЬ ДИНАМИКУ КОЭФФИЦИЕНТА ДЕГРАДАЦИИ ХАРАКТЕРИСТИК УСТАНОВКИ И ДЕБИТА ГАЗОЖИДКОСТНОЙ СМЕСИ В НАСОСЕ. АЛГОРИТМ АПРОБИРОВАН НА НЕСКОЛЬКИХ ДЕСЯТКАХ СКВАЖИН КОМПАНИИ.

Многим специалистам в отрасли очевидно (и их правота неоднократно подтверждена реальными примерами), что большой объем данных, автоматически собираемый современными системами телеметрии, несет много потенциально полезной информации о работе пласта, скважины, скважинного оборудования [1–3]. Динамика изменения забойного давления на скважине и дебита жидкости на поверхности может быть использована для получения характеристик пласта и призабойной зоны. Анализ изменения коэффициентов деградации ЭЦН позволяет судить о работоспособности погружного оборудования и необходимости его оптимизации. Данные об изменении фазового состава добываемых флюидов важны для оценки общего объема добычи и расчета паркового коэффициента на месторождении. Информация, поступающая с устьевых манометров, может быть использована для верификации имеющихся замеров дебита скважины. Несмотря на большой спектр применения промысловых данных, ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ОГРАНИЧЕНО ВОЗМОЖНОСТЬЮ анализировать большой поток высокочастотной информации. В ходе анализа важно обеспе-ЧИТЬ МАКСИМАЛЬНУЮ СКОРОСТЬ И МИНИМАЛЬНУЮ стоимость обработки данных, используя уже существующие системы хранения промысловой информации, имеющийся набор данных. Одним из направлений использования потоковых данных со скважины и скважинного оборудования является задача виртуальной

расходометрии – восстановление дебита жидкости по косвенным параметрам. Дебиты являются ключевым параметром почти всех инженерных задач, связанных с добычей нефти. При этом использование специальных измерительных приборов – многофазных расходомеров для контроля добычи связано с большими денежными затратами на дооборудование И ЗАЧАСТУЮ НЕ ВЫГОДНО С ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ТОЧКИ зрения. В таком контексте виртуальный расходомер – ключ к эффективному использованию высокочастотных данных на месторождениях будущего, так называемых цифровых месторождениях.

Создание физико-математической модели виртуального расходомера в полной мере не позволит уйти от применения замерных установок и многофазных расходомеров, но ее комбинация с реальными датчиками создаст условия для сокращения операционных и капитальных затрат на измерительные мероприятия. Так, например, отсутствие необходимости монтировать и обслуживать относительно дорогостоящий многофазный расходомер позволяет сократить капитальные затраты до 10 раз [4], что особенно критично для месторождений на поздних стадиях разработки, где установка нового дорогостоящего измерительного оборудования почти всегда нерентабельна, а для замеров применяются автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ), замеряющие выбранные скважины поочередно. Для месторождений с большим фондом скважин применение подобного алгоритма особо актуально, так как ежедневный анализ динамики изменения промысловых параметров вручную для всех скважин требует существенных трудозатрат со стороны специалиста, а алгоритмы автоматического мониторинга позволят сфокусироваться на наиболее проблемных скважинах. Также возможно использование виртуального расходометра в качестве резервного источника информации параллельно с реальными датчиками – это значительно повышает надежность системы и позволяет избежать простоя и сократить связанные с этим убытки [5]. Знание дебита важно для выбора оптимального режима работы погружного оборудования, что может быть обеспечено встраиванием алгоритмов системы в станции управления УЭЦН [6]. Работа [7] описывает применение виртуального расходомера как инструмента для проведения авто-ГДИС (гидродинамическое исследование скважин). Создав модель, использующую данные о давлениях в различных узлах скважины (устье, прием и выкид насоса) и параметры работы ЭЦН, авторы создали решение, позволяющее с приемлемой точностью оценивать дебит нефти на поверхности.

Исследование [8] показало, что, несмотря на то что первые наработки в области виртуальной расходометрии появились в 1990 г., эта сфера все еще далека от насыщения, и множество новых решений появляются повсеместно [9]. В настоящий момент основное распространение получили методы, основанные на статистическом подходе (совместно с алгоритмами машинного обучения) [10], и решения, позволяющие моделировать многофазный поток, определяя перепад давления в насосно-компрессорной трубе (НКТ) по физическим зависимостям [11]. Преимущество первых состоит в высокой скорости расчетов, а вторых – в высокой достоверности выполненных вычислений и привязке к реальным физическим явлениям. При этом сильные стороны одной модели являются недостатками другой. Так, например, статистические методы не позволяют определить физику процессов и не способны давать достоверные про-ГНОЗЫ НА НОВЫХ ДАННЫХ, ВЫХОДЯЩИХ ЗА ДИАПАЗОН обучающей выборки, а численное моделирование течений газожидкостных смесей (ГЖС) в скважине и ЭЦН требовательно к ресурсам, времени вычисления, а также к полноте и качеству входных данных и к корректной постановке граничных и начальных условий для численного моделирования. В связи с этим наибольший интерес представляют гибридные модели, использующие сильные стороны обоих способов и компенсирующие их недостатки.

ОПИСАНИЕ АЛГОРИТМА И РЕЗУЛЬТАТЫ

Реализованный алгоритм предназначен для восстановления дебита жидкости по параметрам работы УЭЦН. Восстановленный дебит может быть использован для контроля состояния оборудования и восстановления динамики работы скважины. Входные данные для работы модуля включают в себя данные о конструкции скважины: инклинометрия, глубина спуска ЭЦН, диаметр НКТ, диаметр штуцера на поверхности; доступные замеры дебитов по фазам на АГЗУ (редкие замеры для калибровки), замеры давления и температуры в различных узлах системы, параметры работы ЭЦН и ПЭД, РVТ-свойства нефти.

Прежде чем поступить в расчетный алгоритм, промысловые данные проходят этап предобработки – проводится очистка от выбросов и восстановление пропущенных замеров по всем основным промысловым параметрам авто-регрессионными моделями. Пример результатов работы фильтрации данных представлен на рис. 1. Также поступающая информация приводится к единой дискретизации по времени путем осреднения данных, замеряемых с большей частотой.



для всей системы.



Рис. 1. Пример фильтрации исходных данных по дебиту жидкости

Предложенная модель виртуального расходомера рассматривает скважину, состоящую из насоса, НКТ и устьевого штуцера. Так как на большинстве скважин с УЭЦН буферное давление не замеряется, а на месторождениях на поздней стадии разработки скважины эксплуатируются с полностью открытым штуцером, описываемая система разбивается на два основных узла: электроприводной центробежный насос, который придает жидкости энергию, и ствол скважины с насосно-компрессорными трубами (НКТ), по которому флюид поднимается на поверхность. При наличии информации о давлении и температуре на стыке рассматриваемых узлов можно построить модель течения для каждого из них. а затем подобрать неопределенные параметры (например, шероховатость трубы или степень износа насоса). В реальности датчики в подавляющем количестве случаев есть только на приеме насоса и на устье скважины. Поэтому необходимо объединять все узлы в один и решать задачу определения добычи жидкости на поверхности одновременно

В силу того что давление на приеме насоса известно благодаря измерительному датчику, для оценки барометрических условий в насосе остается рассчитать давление на выкиде ЭЦН. Для этого используется корреляция Беггз-Брилла [12], в которую подаются данные о дебите жидкости на поверхности, обводненность (отношение объема воды к объему жидкости), газожидкостной фактор (отношение дебита газа к дебиту жидкости), информация о геометрии скважины (инклинометрия, диаметр трубы) и PVT-свойства (плотности фаз, объемный коэффициент нефти, давление насыщения, вязкость). После определения давления в верхней части насоса происходит перевод объема газожид-КОСТНОЙ СМЕСИ ИЗ УСТЬЕВЫХ УСЛОВИЙ В УСЛОВИЯ приема и выкида ЭЦН по корреляции Стендинга [12]. Температура в насосе также известна с датчиков, которыми он оборудован. Итоговый объем смеси внутри насоса принимается равным среднему арифметическому значений, рассчитанных в нижней и верхней частях насоса. После того как объем жидкости внутри насоса определен в моменты фактических замеров, используется модель ЭЦН для расчета потребляемой мощности. В паспортные характеристики

оборудования вносятся поправки на текущую частоту вращения и вязкость нефти, полученные в результате исследований Института гидравлики [13]. По рассчитанному значению объема жидкости в насосе определяется значение мощности, соответствующее этому объему на скорректированной мощностной характеристике. В этот же момент времени известно реальное значение активной мощности, потребляемой установкой, усредненное за время замера дебита. В силу несовершенства модели и возможного износа оборудования значение, поступающее со станции управления (СУ), отличается от предсказанного моделью. Отношение мощностей определяет поправочный коэффициент, который позволяет адаптировать модель под реальные условия эксплуатации, далее он будет называться «коэффициент деградации». В результате описанных выше расчетов определяется связь модели и реальных условий. В каждый момент времени, когда есть информация о реальных замерах и потребляемой установкой мощности, указанным способом определяется коэффициент деградации. Таким образом, модель оказывается связанной с реальностью во всех возможных «опорных» точках. Для дальнейшего предсказания добычи жидкости проводится линейная интерполяция полученного набора коэффициентов деградации. После этого используются данные об активной мощности, поступающие в промежутках между реальными замерами. Ожидаемая модельная мощность вычисляется через активную мощность и поправочный коэффициент. Следующим шагом является поиск значения дебита жидкости в условиях насоса, соответствующего модельной мощности. При этом также делается поправка на частоту вращения насоса, замеры которой есть в те же моменты времени, что и у мощности. В идеальном случае зависимость мощности и дебита является монотонно-возрастающей функцией, но у многих насосов это





Рис. 2. Итоговый результат восстановления дебита жидкости на поверхности

не так. Зачастую у функции мощности от дебита есть экстремумы, наличие которых ведет к неоднозначности при решении обратной задачи (поиск дебита жидкости по мощности). Для обхода этой проблемы было предложено добавить зависимость новых предсказаний от предыдущих. Для этого ищутся все возможные решения для заданной мощности и определяется ближайшее к тому, которое было выбрано на предыдущем шаге. Так как в массиве данных Присутствуют также и «опорные» точки, где модель подстроена под фактический режим. предлагаемый подход позволяет избежать резких «скачков» в предсказаниях, при этом не запрещая плавный рост дебита, если он обоснован, например, повышением частоты вращения насоса.

После определения объема смеси внутри насоса необходимо перевести его в поверхностные условия. Так как реальное соотношение объемов воды, нефти и газа в момент времени, соответствующий предсказанию, неизвестно. то значения обводненности и газожидкостного фактора интерполируются между фактическими значениями. В силу того что температура на устье неизвестна, поиск дебита жидкости на поверхности осуществляется подбором такого значения, которое, будучи переведенным в условия насоса, соответствовало бы предсказанному моделью. Так, с формальной точки зрения, решается задача оптимизации. В качестве функции ошибки берется корень из квадрата разности фактического и найденного значения. Строго задача формулируется следующим образом:

$$\begin{split} \mathcal{Q}_{\text{surf}} &= \text{argmin}(f(\mathcal{Q}_{\text{transf}}, \mathcal{Q}_{\text{pred}})) \\ (\mathcal{Q}_{\text{transf}}, \mathcal{Q}_{\text{pred}}) &= \sqrt{(\mathcal{Q}_{\text{transf}} (\mathcal{Q}_{\text{surf}})) - \mathcal{Q}_{\text{pred}})^2} \;, \end{split}$$

где Q_{сиг} – найденный дебит жидкости на поверхности, Q_{transf}(Q_{surf}) – дебит смеси, переведенный из поверхностных условий в условия насоса, Q_{pred} – предсказанный моделью дебит. Разумеется, что *Q*_{transf} является функцией давления и температуры в условиях насоса, а также интерполированных газожидкостного фактора и обводненности.

После перевода всех модельных точек в поверхностные условия задача восстановления дебита считается решенной. Пример конечных результатов для одной из скважин представлен на **рис. 2**.

Описанный алгоритм был применен на боль-ШОМ КОЛИЧЕСТВЕ СКВАЖИН С ЭЛЕКТРОПРИВОДНЫМ центробежным насосом. Для оценки качества предсказаний была предложена следующая схема работы с данными: вместо того, чтобы обучать модель в каждый момент, когда известно реальное значение дебита жидкости,

Таблица 1. Результаты апробирования методики

Скважина	Месторождение	Насос	Средний дебит жидкости	MAE	Средняя ошибка расчетов, %
1	А	BHH5-44	50,48	1,07	2,12
2	А	BHH5-59	67,94	2,53	3,72
3	А	BHH5-44	100,47	3,01	3,00
4	А	BHH5-59	93,88	5,71	6,09
5	Б	ЭЦНД5А-500 АСП-эталон	612,96	1,93	0,31
6	Б	30.1ЭЦНДИ5-80	74,16	3,28	4,42
7	Б	30.1ЭЦНДИ5-100	115,68	6,71	5,80
8	Б	30.1ЭЦНДИ5-125	107,69	3,19	2,96
9	В	3.1ЭЦНМИК5А-320	383,48	12,11	3,16
10	В	30.1ЭЦНДИ5А-160	195,66	3,05	1,56

эти моменты использовались через один. Таким образом, часть реальных замеров выкалывалась из ряда данных и становилась недоступна для модели. Сам алгоритм при этом сохранялся без изменений, но вместо реальных значений коэффициента деградации в выколотых точках использовался интерполированный (как будто фактического замера не было). Так как в эти моменты времени есть информация об активной мощности и частоте вращения ЭЦН, то делалось обычное предсказание, которое потом сравнивалось с реальными данными об объеме добытой жидкости. Для выведения интегральной оценки использовались метрика МАЕ (средняя абсолютная ошибка) и величина МАЕ относительно среднего дебита скважины за рассматриваемый период:

 $MAE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^{n} \left| Q_{i}^{\text{real}} - Q_{i}^{\text{pred}} \right|$

где Q_i^{real} – реальное значение дебита жидкости

на поверхности на *i*-м шаге, а Q^{pred} – пред-

нескольких десятках скважин трех различных

Полученные результаты позволяют сделать вы-

вод о высокой точности предлагаемого мето-

алгоритма на 20 скважинах одного из место-

рождений представлено на рис. 3. Апробация

на скважинах рассматриваемых месторожде-

оборудованием и работающих на разных режи-

тов, сохранив высокую точность оценки дебитов

скважины. Расчетный алгоритм хорошо зареко-

мендовал себя для скважин постоянно действу-

ющего фонда. В случае применения подхода

для скважин периодического фонда требова-

ния к качеству и частоте записи входных данных

ний, оборудованных различным погружным

мах, показала высокую сходимость результа-

да. Распределение ошибки после применения

месторождений, часть из которых представлена

Результаты апробирования методики на

сказанное моделью.

втабл 1



Гистограмма отклонений дебита жидкости ВР от ТМ, %



Рис. 3. Распределение ошибки после апробации на одном из месторождений

сильно возрастают, однако при корректной обработке поступающей информации модель оказывается применимой и для периодических скважин. Предложенная модель чувствительна к газовому фактору, поэтому для корректной работы требуется калибровка на новые замеры. поступающие со скважины. Важно отметить, что при расчетах используется фиксированная модель ЭЦН, в случае его смены необходимо настраивать модель заново.

В настоящий момент расчетный алгоритм внедрен на нескольких месторождениях компании, что позволяет осуществлять оперативный мониторинг большого числа скважин. На рис. 4 представлен снимок пользовательского интерфейса, где скважины представлены в виде диаграммы treemap. В общем случае размер квадрата отвечает за средний дебит скважины, а цвет – за отклонение текущего значения, восстановленного алгоритмом виртуальной расходометрии от последнего утвержденного замера. Таким образом, специалист может заметить скважины, требующие внимания, они будут на рисунке крупными и красными (высокодебитные с сильными отклонениями).



Рис. 4. Снимок пользовательского интерфейса



Рис. 5. Нестабильность дебита по модели ВР (слева), вызванная колебаниями активной мощности (справа)

Масштабирование решения на большой фонд позволяет оперативно выявлять нестабильно работающие скважины. Пример такого обнаружения представлен на рис. 5. Из-за сильных колебаний мощности скважина работает с большим разбросом дебита, что, однако, не отражается в данных ТМ и утвержденных замерах. Виртуальный расходомер позволяет детектировать подобные случаи для последующего детального анализа специалистом.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В статье приведен алгоритм. позволяющий решить задачу восстановления объема добываемой жидкости. Это позволит специалистам на добывающих объектах точнее понимать текущий режим работы скважины, что, в свою очередь, позволит уточнить парковый коэффициент и снизить потери по нефти. Также алгоритм поможет выделить наиболее нестабильные скважины для более детального анализа специалистом. Такая фокусировка сотрудника на конкретных скважинах позволит сэкономить его время и увеличить эффективность работы. Реализованный алгоритм показал высокое качество сходимости расчетных параметров с промысловыми замерами.

В настоящий момент происходит внедрение приведенной методики в корпоративные БД

для обеспечения мониторинга и оптимизации работы механизированного фонда скважин в режиме реального времени. Подход работает в связке со статистическим алгоритмом, рассчитывающим доверительный интервал для вычисляемых параметров и сигнализирующим о выбросах, которые могут быть причиной проблем на контролируемой скважине. Предложенный алгоритм предполагает наличие мощной ветки развития – применение методов машинного обучения для предсказания коэффициентов деградации насоса. Первые тесты подтвердили возможность такого усовершенствования. В силу того что на крупных месторождениях дебит нефти не всегда замеряется с высокой частотой, возможность определять и калибровать модели насоса на реальных данных ограничена. Восстановление динамики коэффициента деградации методами машинного обучения снимает это ограничение и позволяет сохранять высокую точность модели даже при снижении качества входных данных. Также данные методы могут существенно повысить скорость расчетов для конечного пользователя, позволят выделить наиболее проблемные скважины и особенно важные для работы насоса параметры, обеспечив более пристальное наблюдение за ними.

Список литературы

- 1. Sæther G. Software Determines Multiphase Flow without Meters // Petroleum Engineer International. 1998. 2. Berg K., Davalath J. Field Applications of Idun Production Measurement System. OTC, Houston, TX, 2002. 3. Rasmussen A. Field Applications of Model-based Multiphase Flow Computing. North Sea flow measurement workshop, St Andrews, UK, 2004.
- 4. Ausen H., Stinessen M., Fonnes D., Holm H. Uncertainty evaluation applied to a model-based Virtual Flow Metering system. 5. Subsea – TechnipFMC plc. Available at: https://www.technipfmc.com/en/what-we-do/subsea (accessed 30.10.2020).
- 6. Ивановский В.Н., Сабиров А. и др. Разработка и внедрение виртуального расходомера для скважин, оборудованных установками центобежных насосов // Территория нефтегаз. – 2016. – № 11. – С. 115–120.
- 7. Пашали А., Топольников А., Михайлов В. Восстановление дебита на основе алгоритмов «виртуального расходомера» для проведения гидродинамических исследований скважин // Нефтяное хозяйство. – 2017. – № 11. – С. 63–67.
- 8. Multiphase Flow Metering Solutions. Available at: https://www.arcweb.com/market-studies/multiphase-flow-metering-solutions (accessed 30.10.2020). 9. Bikmukhametov T., Jaschke J. First Principles and Machine Learning Virtual Flow Metering: A Literature // Journal of Petroleum Science and
- Engineering. 2019, doi: 10.1016/j.petrol.2019.106487
- 10. OVS Group Virtual Metering, Available at: http://ovsgroup.com/ovs_workflows/virtual-metering/ (accessed 30.10.2020).
- 11. Enhanced Virtual Flow Metering (PhD). Available at: https://www.ntnu.edu/subpro/enhanced-virtual-flow-metering (accessed 30.10.2020). 12. Brill J.P., Mukherjee H.K. Multiphase Flow in Wells. Texas: Richardson Publ., 1999.
- 13. Takacs G. Electrical Submersible Pumps Manual: Design, operations and Mainenance. Berlington, Oxford: Gulf Professional Publ., 2017.
- 14. Lasater J.A. Bubble point pressure correlation // Journal of Petroleum Technology. 1958. V. 10, № 5. P. 65–67.
- 15. Vazquez M., Beggs H.D. Correlations for fluid physical property prediction. SPE Annual Fall Technical Conference and Exhibition, 1977.
- 16. Brill J.P. Multiphase flow in wells // Journal of Petroleum Technology. 1987. V. 39, is. 01.
- 17. Marguez R.A., Prado M.G. A New Robust Model For Natural Separation Efficiency. SPE Production and Operations Symposium, 23–26 March, Oklahoma City, Oklahoma, 2003.
- 18. Ansari A.M., Sylvester N.D., Sarica C., Shoham O., Brill J.P. A comprehensive mechanistic model for upward two-phase flow in wellbores // SPE
- Production&Facilities. 1994, May. P. 143-152.

References

- 1. Sæther G. Software Determines Multiphase Flow without Meters. Petroleum Engineer International. 1998. 2. Berg K., Davalath J. Field Applications of Idun Production Measurement System. OTC, Houston, TX. 2002. 3. Rasmussen A. Field Applications of Model-based Multiphase Flow Computing. North Sea flow measurment workshop, St Andrews, UK, 2004. 4. Ausen H., Stinessen M., Fonnes D., Holm H. Uncertainty evaluation applied to a model-based Virtual Flow Metering system 5. Subsea – TechnipFMC plc. Available at: https://www.technipfmc.com/en/what-we-do/subsea (accessed 30.10.2020). 6. Ivanovskii V.N., Sabirov A. et al. Development and implementation of a virtual flow meter for wells equipped with centrifugal pump installations. Territoriya
- neftegaz. 2016, no. 11, pp. 115–120. (In Russ.)
- Journal]. 2017, no. 11, pp. 63–67. (In Russ.)
- 8. Multiphase Flow Metering Solutions. Available at: https://www.arcweb.com/market-studies/multiphase-flow-metering-solutions (accessed 30.10.2020). 9. Bikmukhametov T., Jaschke J. First Principles and Machine Learning Virtual Flow Metering: A Literature. Journal of Petroleum Science and Engineering. 2019. doi: 10.1016/j.petrol.2019.106487
- 10. OVS Group Virtual Metering. Available at: http://ovsgroup.com/ovs_workflows/virtual-metering/ (accessed 30.10.2020).
- 11. Enhanced Virtual Flow Metering (PhD). Available at: https://www.ntnu.edu/subpro/enhanced-virtual-flow-metering (accessed 30.10.2020).
- 12. Brill J.P., Mukherjee H.K. Multiphase Flow in Wells. Texas, Richardson Publ., 1999.
- 13. Takacs G. Electrical Submersible Pumps Manual: Design, operations and Mainenance. Berlington, Oxford, Gulf Professional Publ., 2017.
- 14. Lasater J.A. Bubble point pressure correlation. Journal of Petroleum Technology. 1958, vol. 10, no. 05, pp. 65–67.
- 16. Brill J.P. Multiphase flow in wells. Journal of Petroleum Technology. 1987, vol. 39, iss. 01.
- 17. Marquez R.A., Prado M.G. A New Robust Model For Natural Separation Efficiency. SPE Production and Operations Symposium, 23–26 March, Oklahoma City, Oklahoma, 2003.
- 18. Ansari A.M., Sylvester N.D., Sarica C., Shoham O., Brill J.P. A comprehensive mechanistic model for upward two-phase flow in wellbores. SPE Production&Facilities.1994, May, pp. 143–152.
- 19. Perkins T.K. Critical and Subcritical Flow of Multiphase Mixtures through Chokes. SPE Drilling and Completion Journal. 1993, vol. 8, iss. 4, pp. 271–276.

- 19. Perkins T.K. Critical and Subcritical Flow of Multiphase Mixtures through Chokes // SPE Drilling and Completion Journal. 1993. V. 8, is. 4. P. 271–276.
- 7. Pashali A., Topol'nikov A., Mikhailov V. Recovery of flow rate based on "virtual flow meter" algorithms for well testing. Neftianoe khoziaistvo [Oil Industry]
- 15. Vazquez M., Beggs H.D. Correlations for fluid physical property prediction. SPE Annual Fall Technical Conference and Exhibition, 1977.