

**Экспериментальный стенд для исследования
газожидкостных потоков и потоков пены**

А. Ю. Юшков, В. А. Огай*, Н. Е. Портнягин

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

**e-mail: ogayvlad@mail.ru*

Аннотация. В настоящее время большое количество сеноманских газовых залежей Западной Сибири находится на завершающей стадии разработки. Добыча газа из таких залежей сопровождается накоплением жидкости различного типа на забоях скважин. Одним из методов решения данной проблемы является ввод в скважину пенообразующих поверхностно-активных веществ. На сегодняшний день отсутствуют расчетные модели, которые позволяют с высоким уровнем точности прогнозировать потери давления в стволе газовой скважины, работающей с пенообразователями в потоке. Существующие немногочисленные расчетные модели были созданы на основе стендовых исследований при атмосферных условиях, а полученные с помощью них результаты имеют значительные погрешности. Для исследования и последующего моделирования газожидкостных потоков с пенообразователями с учетом влияния давления, температуры, водогазового соотношения и других ключевых параметров была разработана и реализована «Экспериментальная установка для имитации газожидкостной смеси и динамических процессов в стволе газовой скважины».

Ключевые слова: завершающая стадия разработки; газовые скважины; поверхностно-активные вещества; экспериментальные исследования

Experimental facility for the study gas-liquid flows and foams

Anton Yu. Yushkov, Vladislav A. Ogai*, Nikita E. Portniagin

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

**e-mail: ogayvlad@mail.ru*

Abstract. Currently, a large number of Cenomanian gas storages in Western Siberia are at the final stage of development. Gas production from such storage is accompanied by the accumulation of different types of liquid at the bottomhole. One of the methods of solving this problem is the introduction of a foaming agent into the well. To date, there are no computational models that allow us to predict with a high level of accuracy the pressure loss in the tubing of a gas well working with surfactant in the flow. The existing few computational models were created on the basis of bench studies under atmospheric conditions, and the results obtained by them have significant errors. For the study and modelling of gas-liquid flows with surfactant taking into account the influence of pressure, temperature, water-gas ratio and other key parameters, an "Experimental facility to simulate gas-liquid flow and dynamic processes in the tubing of a gas well" was developed and implemented.

Key words: later phase of development; gas wells; surfactants; experimental researches

Введение

На сегодняшний день существенная часть отечественных сеноманских газовых залежей находится в завершающей стадии разработки, что обуславливает проявление острых проблем, сопутствующих процессу добычи газа. Одной из таких проблем является скопление жидкости на забоях скважин, что приводит к снижению их дебитов или полной остановке [1].

В качестве накапливающейся на забое скважины жидкости могут выступать конденсационная вода, перешедшая в жидкую фазу в верхних участках ствола скважины, стекающая вниз по колонне насосно-компрессорных труб, поступающая из пласта минерализованная вода природного происхождения или техническая вода. Перечисленные жидкости могут поступать на забой скважины одновременно в различных количествах.

Накопление жидкости происходит из-за недостаточной скорости потока газожидкостной смеси в эксплуатационной колонне и лифтовых трубах, в том числе в интервале перфорации или фильтра. Описанная проблема может возникать при повышении доли жидкости в извлекаемом из пласта флюиде. Большие объемы поступающей на забой скважины жидкости не успевают выноситься на поверхность при прежних скоростях потока газа в стволе. Возникающее гидравлическое сопротивление приводит к уменьшению дебита скважины по газу и накоплению жидкости на забое с постепенным полным глушением скважины гидростатическим давлением. Кроме этого, из-за обводнения пласта дебит газа и скорость потока газа падают вследствие уменьшения газонасыщенной толщины пласта и снижения фазовой проницаемости пласта по газу при росте доли жидкости в породе-коллекторе. Другой распространенной причиной самозадавливания скважин является постепенное снижение дебитов (скоростей) газа из-за невозможности дальнейшего снижения забойных давлений вслед за естественным понижением давления в пласте. Продолжать снижать устьевое и далее забойное давление в основном не позволяет компрессорное оборудование. В результате даже при низком содержании жидкости в газе (например, только конденсационная вода) она не выносится из скважины и постепенно накапливается, что приводит к падению дебита газа и остановке скважины.

Также известно, что если своевременно не удалять скопившуюся жидкость, то возникают негативные последствия: обратная фильтрация скважинной жидкости в продуктивный пласт приводит к ухудшению его коллекторских свойств; вымывание пласта-коллектора приводит к повышенному выносу песка, образованию песчано-глинистых пробок [2]. Вынос механических примесей на устья скважин приводит к абразивному износу элементов фонтанной арматуры.

Также следует отметить, что до сих пор не выявлена качественная зависимость между депрессией на пласт и количеством выносимых механических примесей. Усугубляется этот факт тем, что разрушение призабойных зон скважин сеноманских залежей возникает даже при относительно малых депрессиях на пласт [1].

В подтверждение того, что проблема самозадавливания сеноманских газовых скважин у нас в стране является актуальной и имеет массовый характер, отметим следующее: на 2015 год у крупнейшего газового оператора РФ ПАО «Газпром» на месторождениях, которые обеспечивают 50 % добычи газа компании, более 20 % фонда составляют проблемные скважины, с каждым годом их число увеличивается [3]. Так, например, по прогнозам ООО «Газпром ВНИИГАЗ» к 2030 году на Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении будет около 500 скважин, работающих в режиме самозадавливания [4].

В качестве борьбы с накоплением жидкости в газовых скважинах используют различные геолого-технические мероприятия (ГТМ), выбор которых обусловлен как технологическими особенностями процесса добычи на конкретном месторождении, так и экономической эффективностью от их применения. Среди таких ГТМ в нашей стране широкое распространение получила технология ввода в скважину пенообразующих поверхностно-активных веществ (ПАВ), она отличается относительно низким уровнем капитальных вложений и высоким уровнем эффективности, в том числе экономической. ПАВ могут вводиться в скважину в виде твердых стержней или закачиваться в виде жидких растворов. Накоплен значительный опыт применения ПАВ в различных регионах: на месторождениях Северного Кавказа, Краснодарского края, Оренбургской области, Крайнего Севера (Ямбургском, Уренгойском, Медвежьем и др.) [4].

При взаимодействии пенообразующего ПАВ, скважинного флюида и восходящего потока газа образуется пена, происходят снижение плотности газожидкостной смеси, снижение поверхностного натяжения между жидкостью и газом, что в итоге приводит к снижению критической скорости газа, необходимой для удаления жидкости и очистки скважины. У нас в стране последнее время набирает распространение технология закачки жидких пенообразователей в скважину, которая в сравнении с вводом твердых стержней ПАВ позволяет обеспечить стабильную концентрацию реагента в скапливаемом флюиде и автоматизацию технологического процесса. Технология также рекомендуется к применению в случае, если значение минимального дебита скважины по газу для выноса жидкости превышает максимально допустимые значения дебитов, исключающие абразивный износ оборудования и разрушение призабойной зоны пласта [1]. В таком случае закачка пенообразователя исключит скопление жидкости и дополнительно будет способствовать очистке забоя скважины от песка с помощью пены, исключит образование песчаноглинистых пробок.

Так как технология эксплуатации сеноманских газовых скважин с пенообразователями становится все более распространенной, становится актуальным и вопрос учета перепада давления в стволе скважины, работающей с ПАВ. На сегодняшний день при гидродинамическом моделировании разработки газовых месторождений проблемой является отсутствие многопараметрических моделей (функций), описывающих многофазный вспененный поток при работе скважины с ПАВ, которые представляют собой многомерные массивы (VFP-таблицы) и характеризуют перепад давления между забоем и устьем скважины.

Объект и методы исследования

Колоссальный опыт моделирования двухфазных газожидкостных потоков в условиях сеноманских газовых скважин месторождений с относительно низким пластовым давлением накоплен в ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Специально для этого был создан экспериментальный стенд с высотой лифтовых колонн 30 м и рабочим давлением до 4 МПа [5]. Особенностью стенда является возможность поддержания на постоянном уровне расходов газа и жидкости в течение длительного периода времени, что позволяет исследовать газожидкостные потоки как в переходных, так и в установившихся режимах. Результаты, полученные на стенде, повлияли на представление о гидродинамике вертикальных газожидкостных потоков и показали существенные отличия от результатов, полученных ранее международными научными коллективами в ходе стендовых исследований и теоретических обоснований [6]. Противоречия обусловлены тем, что физические параметры, характерные для сеноманских

газовых скважин на поздней стадии разработки месторождений, имеют специфические особенности, такие как относительно низкое содержание жидкости в потоке (водогазовый фактор (ВГФ) $< 10^{-5}$), низкое пластовое давление (до 4 МПа), большие диаметры лифтовых колонн (114 и 168 мм) и др. Прежде экспериментальные исследования с учетом этих физических особенностей почти не проводились. На основе теоретического обоснования, подкрепленного большим количеством экспериментальных работ, было выявлено, что для условий сенманских газовых скважин безразмерные потери давления i в устойчивом вертикальном газожидкостном потоке можно представить в виде суммы двух независимых слагаемых, одно из которых определяется расходом газа и не зависит от расхода жидкости, а другое определяется расходом жидкости и не зависит от расхода газа [5]:

$$i = \frac{\lambda}{2} Fr^* + kVu \quad (1)$$

где λ — коэффициент гидравлического сопротивления трубы для однофазного газа; k — безразмерный эмпирический коэффициент; модифицированный параметр Фруда Fr^* и параметр С. Н. Бузинова Vu определяются формулами

$$Fr^* = \frac{\rho_g}{\rho_{жс}} \cdot \frac{u^2}{gd} \quad (2)$$

$$Vu = \left(\frac{\sigma}{\rho_{жс}gd^2} \right)^{1/2} \cdot \left(\frac{w^2}{gd} \right)^{1/3}, \quad (3)$$

где ρ_g — плотность газа при рабочих условиях; $\rho_{жс}$ — плотность жидкости; u — расход газа в рабочих условиях, приведенный к единице площади поперечного сечения трубы; g — ускорение свободного падения; d — диаметр трубы; w — средняя по сечению потока скорость жидкой фазы; σ — поверхностное натяжение на границе «газ — жидкость».

Для примера, подтверждающего автомодельность параметров, на рисунке 1 продемонстрирована экспериментальная зависимость безразмерных потерь давления от параметра Vu при $Fr^* = 1,5$ при различных диаметрах труб, расходах жидкости от 2 до 500 л/ч и давлении от 0,3 до 3 МПа; из полученных результатов $k = 9,6$.

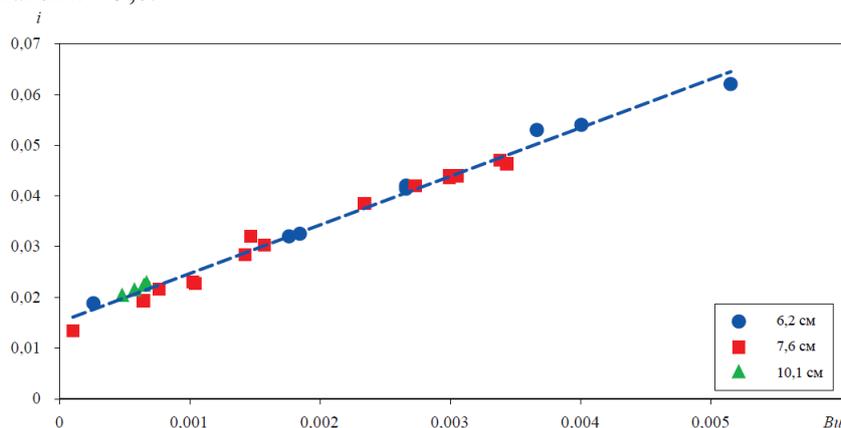


Рис. 1. Зависимость потерь давления от параметра Vu для труб разного диаметра

Следует отметить, что проведенные в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» эксперименты с пенообразователями в вертикальном водогазовом потоке показали, что при добавлении ПАВ наблюдается смещение характеристики лифта влево (рис. 2). При относительно малых скоростях газа потери давления уменьшаются, а при относительно больших скоростях газа — возрастают. По мнению авторов статьи [6], не существует приемлемой теории, позволяющей проводить соответствующие технологические расчеты с учетом влияния ПАВ на характеристику газожидкостного подъемника, этот вопрос имеет высокий уровень актуальности и подлежит дальнейшему изучению.

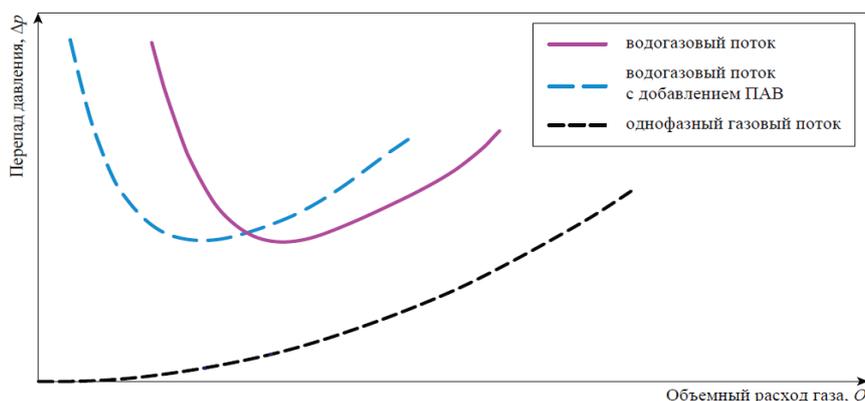


Рис. 2. Влияние ПАВ на характеристику лифта



Рис. 3. Лифтовая колонна экспериментальной установки (Делфтский технический университет, г. Делфт, Нидерланды)

Среди актуального международного опыта исследований газожидкостных потоков, в том числе с пенообразователями, следует отметить экспериментальные работы, проводимые в Делфтском техническом университете (г. Делфт, Нидерланды) при поддержке крупных компаний, таких как «Роял Датч Шелл» (Royal Dutch Shell) и «Эксон Мобил» (Exxon Mobil) [7]. Эксперименты проводились при атмосферных условиях на сегменте, включающем колонну труб с внутренними диаметрами 34, 50 и 80 мм (диаметры изменялись), длиной 12 м (рис. 3), расход воды составлял до 5 л/мин, приведенный расход воздуха — до 50 м/с. В качестве пенообразователя были использованы коммерческий ПАВ Trifoam 820 Block (Н/Д), SDS (Sodium Dodecyl Sulphate, анионоактивное ПАВ), СТАВ (катионоактивное ПАВ), Trij30 (неионогенное ПАВ), концентрация ПАВ варьировалась от 0 до 3 г/л. Основной измеряемой величиной в ходе экспериментов был перепад давления в колонне труб.

Также следует отметить, что исследования проводились как в вертикальном сегменте, так и в наклонно направленном (до 20° относительно горизонтали), для визуального определения структуры многофазного потока и режима тече-

ния использовались видео- и фотофиксация потока (камера была установлена внутри трубы). Наряду с экспериментальными работами на установке большого масштаба проводились эксперименты на установке малого масштаба (метод барботирования — spargertest): через трубку высотой 840 мм и внутренним диаметром 21 мм и флюид пропускали азот, измеряли динамическое поверхностное натяжение на границе «газ — жидкость», плотность пены, динамику очистки и др.

Главным результатом работы, по мнению авторов статьи, является качественное объяснение влияния ПАВ на очистку газовых скважин от жидкости (большой акцент сделан на смещение значения скорости газа, соответствующей переходу к кольцевому режиму потока при вводе ПАВ в поток) и формирование концептуальной идеи разработки механистической модели газожидкостного потока с поверхностно-активными веществами, которую планируют реализовать в ближайшее время. Отмечается, что до сих пор нет метода количественного перевода результатов экспериментов на масштаб реальной скважины, а механистическая модель, объединив результаты исследований на установках малого и большого масштаба, позволит это сделать.

Схожие экспериментальные работы на установках малого и большого масштаба были проведены в Университете Талсы (г. Талса, США) [8]. Экспериментальный стенд (большого масштаба) включал колонну труб высотой 12 м (рис. 4), диаметрами 0,05 и 0,1 м (трубы сменялись), исследования проводились при атмосферных условиях, приведенной скорости газа до 60 м/с и приведенных скоростях воды 0,01 и 0,03 м/с. В качестве пенообразователей были использованы 5 различных типов ПАВ: анионоактивное, катионоактивное, сульфатосодержащее, 2 типа амфотерных. Концентрации ПАВ составляли до 5 г/л, в качестве флюида использовалась дистиллированная и минерализованная вода. С помощью видео- и фотофиксации потока была определена критическая скорость потока газа (определения направления движения пленки пены на стенке трубы при кольцевом режиме потока). Проводились также «отсекания» потока с помощью быстро реагирующих клапанов, что позволило определять соотношение газовой и жидкостной фаз в газожидкостном потоке и потоке пены.

В рамках работы авторам удалось теоретически обосновать модель расчета перепада давления газожидкостного подъемника с ПАВ, по их утверждениям, это первая модель, которая была представлена в открытых литературных источниках. Результаты расчетов по выведенной модели сопоставлялись с результатами экспериментов на установке большого масштаба, погрешность результатов сравнения составила 30 % при надежности в 90 %. Аналогичные по точности результаты были получены при сопоставлении результатов расчетов с промышленными данными (по примечаниям авторов, в работе результаты не представлены).



Рис. 4. Экспериментальный стенд для исследования газожидкостных потоков (Университет Талсы, г. Талса, США)

Проведенное исследование, безусловно, вносит важнейший вклад в развитие затронутой тематики, но в то же время авторы обозначили, что не было изучено влияние давления и температуры, газоконденсата на вспененный газожидкостный поток. Также отмечается, что полученная корреляция падения давления имеет значительную погрешность и может быть улучшена путем надлежащего учета различных свойств пенообразователей и полученной пены.

Результаты

Проведенный анализ результатов передового опыта исследований газожидкостных подъемников, в том числе с пенообразователями в потоке, показал, что для получения возможности более точного моделирования потерь давления в стволе газовой скважины, работающей с ПАВ, необходимо проводить экспериментальные стендовые исследования с учетом особенностей физических параметров конкретных условий (давление, температура, газожидкостное соотношение и др.).

На основе проведенного анализа, с учетом специфических особенностей разработки сеноманских газовых скважин в РФ, а также актуальности проблемы их «самозадавливания» авторами статьи была спроектирована и реализована «Экспериментальная установка для имитации газожидкостной смеси и динамических процессов в стволе газовой скважины» (рис. 5).

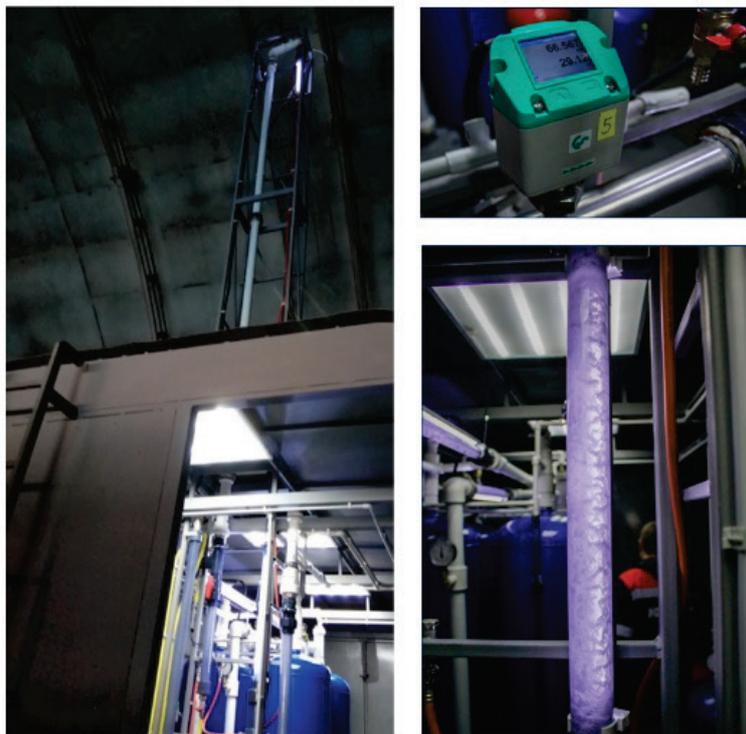


Рис. 5. Экспериментальная установка для имитации газожидкостной смеси и динамических процессов в стволе газовой скважины

При помощи установки возможны проведение экспериментов, связанных с имитацией динамических процессов, происходящих в газовой скважине, работающей с жидкостями, в том числе находящимися во взаимодействии с ПАВ и

другими неагрессивными химическими веществами, и получение цифровых данных. Типы возможных экспериментальных исследований: а) исследование процессов «самозадавливания» скважины жидкостью; б) исследование процессов очистки скважины от жидкости потоком газа; в) исследование процессов удаления жидкости с использованием жидких ПАВ различного типа и концентрации.

Следует отметить, что с помощью стенда возможно воспроизводить физические условия схожие с условиями сеноманских газовых скважин месторождений падающей добычи: автоматическое поддержание давления до 1,5 МПа, температуры в диапазоне от 15–50 °С, водогазового соотношения (в том числе и низкого ВГФ < 10⁻⁵). Основные технические характеристики стенда представлены в таблице.

Технические характеристики установки

Наименование	Единица измерения	Фактические параметры
Длина колонны лифтовых труб (базовая)*	м	6
Внешний/внутренний диаметр лифтовых труб (базовый)*	мм	50/42
Рабочее давление в системе (не более)	МПа	1,5
Рабочий диапазон температуры	°С	15...50
Максимальная приведенная скорость газа при давлении 1,5 МПа**	м/с	10
Объемный расход воды	л/ч	3...1 200
Объемный расход раствора ПАВ	л/ч	3...1 200
Абсолютная погрешность датчиков давления	кПа	0,08
Абсолютная погрешность расходомеров воды и растворов	л/ч	0,01
Абсолютная погрешность расходомера газа	м ³ /час	0,1
Рабочие среды	Вода, воздух (дистиллированная, минерализованная)	

Примечание. *Имеется возможность изменения диаметра лифтовых труб и длины колонны; **для базового диаметра лифтовых труб.

Процесс проведения экспериментов полностью автоматизирован, при моделировании процессов возможно поддержание фиксированных значений газожидкостных соотношений, давления, температуры, расхода ПАВ и др. Управление осуществляется с помощью программируемого логического контроллера и специально разработанного программного обеспечения (ПО).

Поддержание необходимой температуры циркулирующего потока воздуха в ходе эксперимента осуществляется с помощью системы термостабилизации, которая состоит из теплообменника, датчика температуры, сигнализатора уровня и термоконтакта, соленоидного клапана, трубчатого электронагревателя.

Кроме снятия физических параметров контрольно-измерительными приборами исследовательская установка оборудована видеокамерами для фиксации структуры и морфологии потока в трех точках: нижняя часть имитационной колонны, верхняя часть имитационной колонны, труба обратного потока. Камеры способны отображать высококачественное изображение в режиме реального времени (рис. 6).

Также на стенде реализован узел наблюдения за отобранной пеной (как при давлении эксперимента, так и при снижении давления до атмосферного), который представляет собой сообщающиеся сосуды, предназначенные для визуализации процесса распада пены при определенных термобарических условиях и расчета характеристик и свойств пены (качество пены и др.) (рис. 7).



Рис. 6. Видеофиксация верхней части имитационной колонны в процессе проведения эксперимента



Рис. 7. Узел наблюдения за отобранной пеной

«Панель оператора» является рабочим местом лица, проводящего эксперимент, и базируется на специально разработанном ПО, позволяющем:

- а) задавать параметры эксперимента;
- б) фиксировать данные телеметрии расхода газа, жидкости, раствора ПАВ;
- в) фиксировать данные телеметрии с показаниями давлений, температуры в различных точках потока (рис. 8);
- г) выводить результаты наблюдения за количеством сепарируемой жидкости во времени;
- д) выводить XLS-файлы с обработкой данных, графиками и диаграммами;
- е) выводить видеоролики для каждого режима в трех точках съемки.

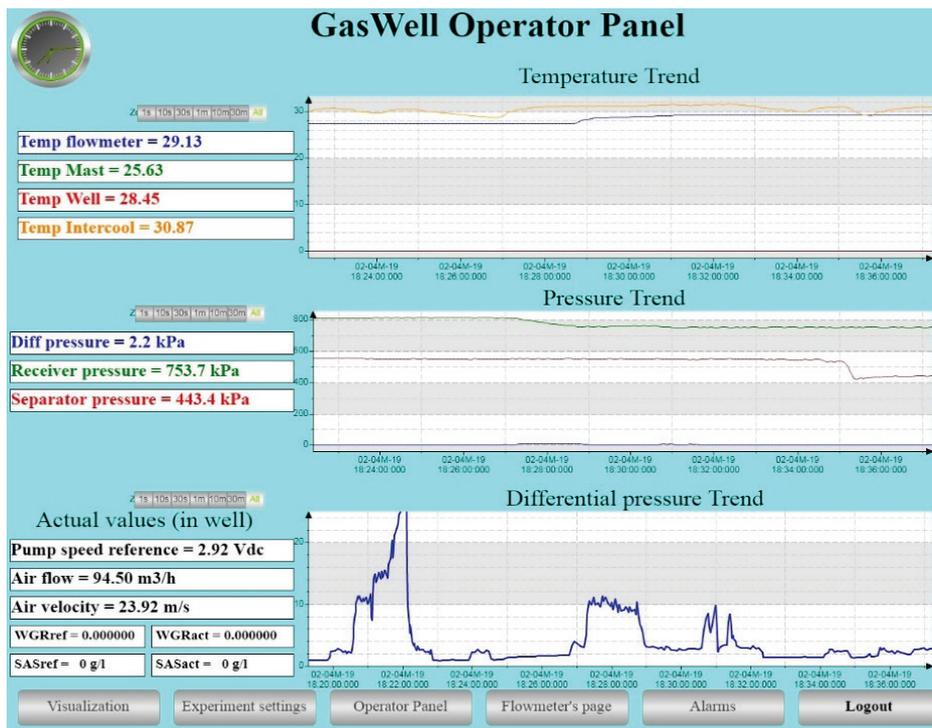


Рис. 8. Вкладка «Панель оператора» с выводом графиков давления и температуры

Выводы

Подводя итог, следует отметить, что в настоящее время осуществляются финальная отработка алгоритмов управления стендом и подготовка к проведению длительной серии экспериментов в автоматическом режиме. Исследования на экспериментальной установке будут отличаться от проанализированных в статье работ тем, что будут учитывать влияние давления (до 1,5 МПа) и температуры (до 50 °С) на характеристики газожидкостного потока, в том числе с пенообразователями. Планируются последующий анализ результатов и создание расчетной модели потерь давления в сегменте газовой скважины с переформатированием в VFP-таблицы, отражающие характер стационарных и нестационарных процессов, протекающих в стволе скважины. Реализованная система видеофиксации потока позволит определять режимы течения и направление потока жидкости, пены, также на ее основе разрабатывается интеллектуальная система определения скорости движения пены.

Библиографический список

1. Эксплуатация газовых скважин в условиях активного водо- и пескопроявления / Д. В. Изюмченко [и др.] // Вести газовой науки. – 2018. – № 1 (33). – С. 235–241.
2. Ли Дж., Никенс Г., Уэллс М. Эксплуатация обводняющихся газовых скважин. Технологические решения по удалению жидкости из скважин / Пер. с англ. – М.: ООО «Премииум Инжиниринг», 2008. – 384 с. – (Промышленный инжиниринг).
3. Итоги реализации комплексной программы реконструкции и технического перевооружения объектов добычи газа на 2011–2015 гг. / В. З. Минликаев [и др.] // Газовая промышленность. – 2017. – № 1 (747). – С. 30–34.
4. Корякин А. Ю. Комплексные решения задач разработки и эксплуатации скважин Уренгойского добывающего комплекса. – М., 2016. – 272 с.
5. Николаев О. В., Бородин С. А., Шулепин С. А. Экспериментальное изучение подобию вертикальных газожидкостных потоков в условиях эксплуатации обводненных газовых скважин // Вести газовой науки. – 2013. – № 4 (15). – С. 76–83.
6. Изюмченко Д. В., Николаев О. В., Шулепин С. А. Газожидкостные потоки в вертикальных трубах: парадоксы гидродинамики // Вести газовой науки. – 2013. – № 4 (15). – С. 36–45.
7. Van Nimwegen A. T. The Effect of Surfactants on Gas–Liquid Pipe Flows. – 2015. – 253 p.
8. Kelkar M., Sarica C. Gas Well Pressure Drop Prediction under Foam Flow Conditions / RPSEA 09122-01 Final Report. – 2015. – 192 с.

Сведения об авторах

Юшков Антон Юрьевич, к. т. н., доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Огай Владислав Александрович, ассистент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, e-mail: ogayvlad@mail.ru

Портнягин Никита Евгеньевич, студент, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Information about the authors

Anton Yu. Yushkov, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

Vladislav A. Ogai, Assistant at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen, e-mail: ogayvlad@mail.ru

Nikita E. Portniagin, Student, Industrial University of Tyumen