



**В. А. Огай**  
Тюменский индустриальный университет<sup>1</sup>  
кафедра разработки и эксплуатации нефтяных  
и газовых месторождений  
ассистент  
ogayvlad@mail.ru



**А. Ю. Юшков**  
канд. техн. наук  
Тюменский индустриальный университет<sup>1</sup>  
кафедра разработки и эксплуатации нефтяных  
и газовых месторождений  
доцент  
a\_yushkov@list.ru



**Н. Е. Поршнягин**  
Тюменский индустриальный университет<sup>1</sup>  
кафедра разработки и эксплуатации нефтяных  
и газовых месторождений  
студент  
nikita.portel@yandex.ru



**А. Ф. Хабибуллин**  
Тюменский индустриальный университет<sup>1</sup>  
кафедра разработки и эксплуатации нефтяных  
и газовых месторождений  
аспирант  
mrazam@mail.ru

# Экспериментальная установка для имитации газожидкостной смеси и динамических процессов в стволе газовой скважины

<sup>1</sup>Россия, 625000, Тюмень, ул. Володарского, 38

*В статье представлены наиболее популярные и эффективные методы борьбы с проблемой обводнения и «самозадавливания» газовых скважин на завершающей стадии разработки. Рассмотрено применение пенообразователей для очистки скважин. Представлена экспериментальная установка для имитации газожидкостной смеси и динамических процессов в стволе газовой скважины, позволяющая в широком диапазоне параметров исследовать газожидкостные потоки, в том числе процессы очистки скважины с помощью твердых и жидких пенообразующих поверхностно-активных веществ*

**Ключевые слова:** газовые скважины; автоматизация; поверхностно-активные вещества; экспериментальные исследования

**К**рупные газовые и газоконденсатные месторождения России истощаются и постепенно переходят на завершающую стадию разработки. Появляется все больше «обводняющихся» и «самозадавливающихся» жидкостью газовых сква-

жин [1]. Накопление жидкости происходит из-за недостаточной скорости потока газожидкостной смеси в эксплуатационной колонне и лифтовых трубах, необходимой для самоочистки скважин [2]. Накопление жидкости (конденсата, пластовой воды, конденсационной воды из газа, газо-



Рис. 1.  
Общий вид исследовательского стенда

Наименование	Единица измерения	Фактические параметры
Длина лифтовых труб (базовая)	м	6
Внешний/внутренний диаметр лифтовых труб	мм	50/42
Рабочее давление в системе (не более)	МПа	1,5
Рабочий диапазон температуры	°С	15–50
Максимальная скорость потока при атмосферном давлении	м/с	35
Максимальная скорость потока при давлении 1, МПа	м/с	8
Объемный расход жидкости	л/ч	3..1200
Объемный расход раствора ПАВ	л/ч	3..1200

**Таблица 1.**  
*Характеристики установки*

вого конденсата) внутри скважин приводит к их постепенному глушению (или «задавливанию») столбом жидкости, т.е. давление на забое уравновешивается гидростатическим давлением столба жидкости, и приток газа прекращается.

Известны следующие способы удаления жидкости из газовой скважины:

- переоснащение/дооснащение компрессорного оборудования для получения более низких давлений на устьях скважин;
- периодическая «продувка» скважин от жидкости на факельную линию;
- замена лифтовых труб на трубы меньшего диаметра;
- «продувка» скважин через затрубное пространство газом высокого давления из «скважин-доноров» без потерь газа;
- применение систем концентрического лифта (труба в трубе, либо «НКТ + затруб») для периодической очистки скважины от жидкости работой по внутренней трубе;
- использование забойных компоновок для откачки жидкости;
- применение систем «плунжерного лифта» (лифтовая колонна, оснащенная «летающим» сосудом, набирающим и транспортирующим жидкость на устье, выталкивается давлением газа);
- использование вспенивающих твердых и жидких веществ (в том числе растворов ПАВ) с их подачей на забой.

Последний способ – один из наиболее эффективных (в том числе с экономической точки зрения). На сегодняшний день в РФ опыт применения имеют как жидкие растворы, так и твердые пенообразователи. Многие составы прошли апробацию на скважинах уникальных газовых месторождений Западной Сибири [3].

Способ эксплуатации низкодебитных скважин с постоянной или периодически дозирован-

ной закачкой жидких пенообразователей становится более популярным в РФ. В то же время, отсутствуют математические модели, в полной мере описывающие процессы очистки скважин с помощью пенообразователей, пенные потоки. Это связано, в первую очередь, с отсутствием исследовательских стендов (физических моделей), которые могли бы в широком диапазоне параметров воспроизводить условия накопления и очистки скважин с пенообразователями. В РФ наиболее известен и функционален стенд по отработке технологии эксплуатации газовых скважин на поздней стадии разработки (ООО

**Рис. 2.**  
*Участок имитационной колонны лифтовых труб*





**Рис. 3.**  
*Сепарационные емкости, включающие узел пеногашения*

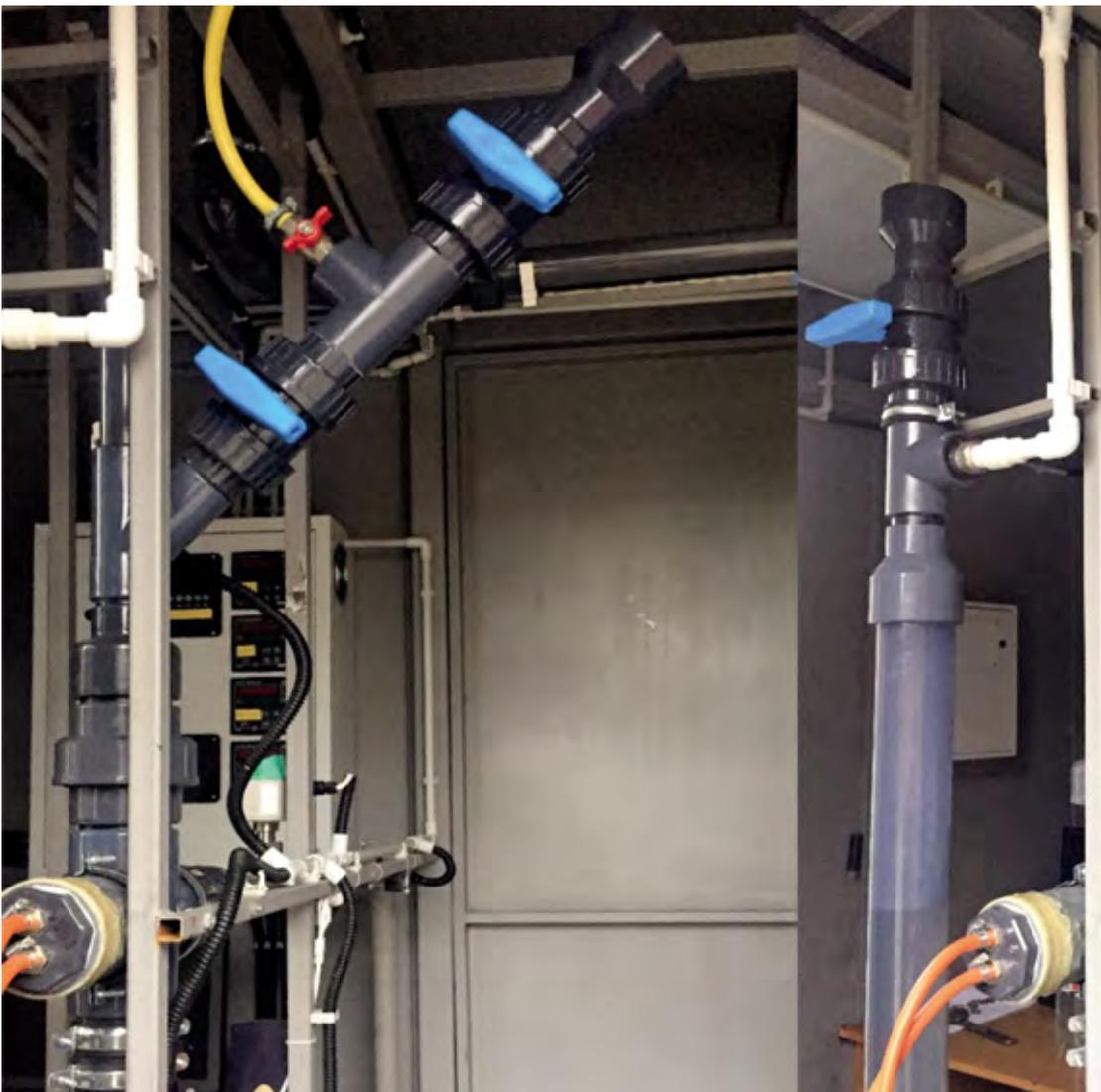
товый подъемник), но функционал не позволяет проводить исследования с пенообразующими поверхностно-активными веществами.

Для подбора оптимальных типов и концентраций пенообразователей с учетом определенных условий месторождения, прогнозирования технологического эффекта от применения пенообразователей, необходимо иметь математическую и физическую модели газожидкостных потоков, потоков пены в трубах.

Для выполнения этих задач была разработана и реализована уникальная «Экспериментальная установка для имитации газожидкостной смеси и динамических процессов в стволе газовой скважины», патент на изобретение РФ № 2654889 (*рис. 1*).

«Газпром ВНИИГАЗ», патент РФ № 48581). Он дает возможность в условиях, близких к скважинным, исследовать газожидкостные потоки (лиф-

**Рис. 4.**  
*Узел ввода твердых и жидких пенообразователей*





**Рис. 5.**  
*Узел отбора пены*

На установке возможно воспроизведение и изучение происходящих в газовых скважинах, работающих в режиме накопления жидкости, процессов очистки скважины от жидкости при помощи жидких и твердых пенообразователей. Фотографии некоторых узлов установки представлены на **рис. 2–4**.

В ходе проведения исследований на установке возможна фиксация:

- данных телеметрии с показаниями давлений, температуры в различных точках потока, расход газа, жидкости, раствора ПАВ;

- результатов наблюдения за количеством сепарируемой жидкости во времени, за отобранной пеной (объем пены, объем жидкости, фотографирование пены, в т.ч. наблюдения за процессами распада пены при различных давлениях/перепадах давления) (**рис. 5**);

- XLS-файлов с обработкой данных, графиками и диаграммами;

- видеороликов для каждого режима в трех точках съемки (**рис. 6**).

Процесс проведения экспериментов полностью автоматизирован, при моделировании процессов возможно поддержание фиксированных значений газожидкостных соотношений, температуры, расхода ПАВ и др. параметров (**рис. 7**).

На программное обеспечение для управления установкой получено свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2018615013. 

---

#### Литература

1. Колмоков А.В., Кротов П.С., Кононов А.В. Технологии разработки сеноманских залежей низконапорного газа. СПб.: Недра. 2012. С. 176.
2. Джеймс Ли, Никенс Генри, Уэллс Майкл. Эксплуатация обводняющихся скважин. Технологические решения по удалению жидкости из скважин. М.: Премиум Инжиниринг. 2008. С. 384.
3. Огай В.А., Юшков А.Ю., Довбыш В.О., Хабибуллин А.Ф. Исследование влияния пенообразующих веществ на процесс удаления пластовой и конденсационной жидкости из сеноманских газовых скважин на поздней стадии разработки // Нефть. Газ. Новации. 2017. № 12. С. 60–64.

---

UDC 622.276.1

**V.A. Ogai**, Assistant of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields of Tyumen Industrial University<sup>1</sup>, ogayvlad@mail.ru

**A.Yu. Yushkov**, PhD, Associate Professor of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields of Tyumen Industrial University<sup>1</sup>, a\_yushkov@list.ru

**N.E. Portnyagin**, student of Tyumen Industrial University<sup>1</sup>, nikita.portel@yandex.ru

**A.F. Khabibullin**, graduate student of Tyumen Industrial University<sup>1</sup>, mrazam@mail.ru

<sup>1</sup>38 Volodarsky str., Tyumen, 625000, Russia.



Рис. 6.  
Система видеофиксации потока в верхней части лифтовой колонны, в трубах обратного потока, в нижней части лифтовой колонны

## Experimental set-up for simulation of liquid-gas mixture and dynamic processes in gas well bore

**Abstract.** Large gas and condensate fields in Russia are being depleted and are gradually moving to the final stage of development. There are more and more "watering out" and "self-squeezing" gas wells. Liquid accumulation occurs due to insufficient velocity of gas-liquid mixture flow in production string and tubing, which is necessary for self-cleaning of wells. Accumulation of liquid (condensate, formation water, condensation water (from gas), and gas condensate) inside wells causes their gradual killing (or squeezing) by liquid column; i.e. bottomhole pressure is balanced by vertical head and the gas inflow ceases. Today, the lift method for marginal producers using continuous or periodically dosed injection of liquid foaming agents is becoming more popular in Russia. At the same time, there are no mathematical models that describe to the full the processes of well cleaning using foaming agents and froth flows. This is primarily due to the lack of testbeds (physical models) that could reproduce the conditions of foam accumulation and well cleaning within a wide range of parameters. In order to select the optimal types and concentrations of foaming agents taking into account certain field conditions, predict operational benefits of the use of foaming agents in these conditions, mathematical and physical models of gas-liquid flows, foam flows in pipes should be available. To accomplish these tasks, a unique "Experimental set-up for simulation of liquid-gas mixture and dynamic processes in gas well bore" was developed and implemented. It is possible to reproduce and examine the processes in gas wells operating in a liquid accumulation mode, processes of hole cleaning from fluid using liquid and solid foaming agents.

**Keywords:** gas wells; automation; surfactants; experimental studies.

### References

1. Kolmukov A.V., Krotov P.S., Kononov A.V. *Tekhnologii razrabotki senomanskikh zalezhei nizkonapornogo gaza* [Technology to develop Cenoman low-pressure gas deposits]. St. Petersburg, Nedra Publ., 2012, p. 176.
2. Dzheims Li, Nikens Genri, Uells Maikl. *Ekspluatatsiia obvodnianshchikhsia skvazhin. Tekhnologicheskie resheniia po udaleniui zhidkosti iz skvazhin* [Operation of watering wells. Technological solutions for the removal of fluid from wells]. Moscow, Premium Inzhiniring Publ., 2008, p. 384.
3. Ogai V.A., Iushkov A.Iu., Dovbysh V.O., Khabibullin A.F. *Issledovanie vliianiia penoobrazuiushchikh veshchestv na protsess udaleniia plastovoi i kondensatsionnoi zhidkosti iz senomanskikh gazovykh skvazhin na pozdnei stadii razrabotki* [Investigation of the effect of foaming substances on the process of removing reservoir and condensation liquids from Cenomanian gas wells at a late stage of development]. *Neft' Gaz. Novatsii* [Oil. Gas. Innovations], 2017, no. 12, pp. 60–64.

Рис. 7.  
Снимок одной из вкладок пользователя (интерфейс ПО)

