

**Методика экспериментального исследования газожидкостного потока
с пенообразующими поверхностно-активными веществами
в вертикальном канале**

**В. А. Огай^{1*}, Н.Г. Мусакаев^{1, 2}, А. Ю. Юшков¹, В. О. Довбыш¹,
М. А. Васильев³**

¹Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

²Тюменский филиал Института теоретической и прикладной механики им. С. А. Христиановича СО РАН, г. Тюмень, Россия

³Тюменский государственный университет, г. Тюмень, Россия

*e-mail: ogayvlad@mail.ru

Аннотация. Проблема эксплуатации обводняющихся или «самозадавливающих» жидкостью скважин является одной из наиболее распространенных в области добычи природного газа. Для стабильной работы таких скважин в мировой и отечественной практике активно применяют технологии ввода в скважину пенообразующих поверхностно-активных веществ (ПАВ). Эффективное использование данных технологий требует теоретического и экспериментального изучения газожидкостного потока с ПАВ. Анализ существующих работ показывает, что экспериментальные исследования в данной области проводились при атмосферном давлении. В то же время по глубине газовых скважин давление изменяется и может оказывать существенное влияние на свойства пены. В статье представлено описание экспериментального стенда для проведения исследования газожидкостного потока с пенообразователями при различных значениях давления. Разработана методика проведения экспериментов на таком стенде, имитирующем участок ствола вертикальной газовой скважины. На основе принципа механического отсечения разработана методика определения содержания фаз (объемные содержания свободного газа, свободной жидкости, пены, жидкости и газа в пене) в пенном потоке, предложены соотношения для их расчета.

Ключевые слова: методика исследования; экспериментальный стенд; газожидкостный поток; пенообразующие поверхностно-активные вещества

The method for study of vertical gas-liquid flow with foaming agent

**Vladislav A. Ogai^{1*}, Nail G. Musakaev^{1,2}, Anton Yu. Yushkov¹,
Vadim O. Dovbysh¹, Mark A. Vasilev³**

¹Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

²Tyumen Branch of Khristianovich Institute of Theoretical and Applied Mechanics SB RAS, Tyumen, Russia

³University of Tyumen, Tyumen, Russia

*e-mail: ogayvlad@mail.ru

Abstract. The issue of operation water-cut and "self-kills" wells is one of major aspects in gas production. One of the methods of solving this problem is the introduction of foaming agent into the well. The effectiveness of these technologies

requires a theoretical and experimental study of gas-liquid flow with surfactants. We have analyzed existing works and have found out that experimental research in this area was carried out at atmospheric pressure. At the same time, the pressure in the well varies with the length of the wellbore and can affect the properties of foaming agent. The article presents a description of a facility for the study of gas-liquid flows with foaming agents at different pressure values. A method of conducting experiments on the facility, simulating a section of the production tubing of a vertical gas well, has been developed. The relations allowing calculating the volume contents of the phases in the gas-liquid flow with surfactants are proposed.

Key words: research method; research facility; gas-liquid flow; foaming agent

Введение

На сегодняшний день на ряде месторождений природного газа существует проблема, обусловленная наличием в продукции скважин воды различного происхождения: конденсационная вода, перешедшая в жидкую фазу в верхних участках ствола скважины; поступающая из пласта минерализованная вода природного происхождения; техническая вода [1, 2]. Соответственно может возникнуть ситуация, когда данная жидкость накапливается в стволе скважины, что приводит к падению дебита газа и зачастую к остановке скважины («самозадавливание» скважины). Описанная проблема обусловлена повышением 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 подъемной колонне. Другой распространенной причиной «самозадавливания» скважин является постепенное снижение дебитов газа из-за невозможности дальнейшего снижения забойных давлений вслед за естественным понижением давления в пласте. В результате даже при низком содержании жидкости в газе (например, только конденсационная вода) она не выносится из скважины и постепенно накапливается.

Для решения проблемы «самозадавливания» скважин в мировой и отечественной практике активно применяют технологии ввода в скважину пенообразователей [3–7]. Поверхностно-активные вещества (ПАВ) могут вводиться в скважину в виде твердых стержней или закачиваться в виде жидких растворов. При взаимодействии пенообразователя, скважинного флюида и восходящего потока газа образуется пена, происходит снижение плотности газожидкостной смеси и поверхностного натяжения жидкости, что в итоге приводит к улучшению условий ее выноса из скважины.

Для эффективного применения технологии ввода в скважину пенообразователей необходимо теоретическое и экспериментальное изучение газожидкостного потока с ПАВ. Здесь стоит отметить, что исследование газожидкостных потоков применительно к задачам газодобычи является достаточно полно изученной задачей. Модели газожидкостного течения в каналах были построены на основе анализа экспериментальных данных, полученных на специализированных стендах [8–11], или фактических данных об эксплуатации скважин [12, 13]. Мировой и отечественный опыт в данной области представлен в данной работе [14].

При стендовых исследованиях газожидкостных потоков для построения расчетных моделей градиента давления важным аспектом является изме-

рение объемного водосодержания потока [15–18]. Существуют различные способы определения водосодержания потока: балансовый метод (разность поступившей и вышедшей из трубы жидкости), методы на основе измерения динамического напора газожидкостного потока на выходе из трубы, методы на основе измерений поглощений и отражений электромагнитных или акустических волн, методы на основе отсечения потока с последующим определением количества жидкости. Последние наиболее распространены и хорошо описаны в литературе [14].

В данной работе представлена методика исследования газожидкостного потока с ПАВ на специализированном стенде [19] при различных значениях давления.

Объект и методы исследования

Экспериментальные исследования газожидкостного потока с ПАВ проводились на проточных стендах с использованием различных растворов ПАВ (тип и концентрация) при различных параметрах эксперимента, таких как расход жидкости и газа, диаметр трубопровода. Изучались безразмерные параметры подобия, характеризующие пенный поток, границы перехода его режимов, влияние ПАВ на снижение жидкостного содержания в потоке, градиента давления, критической скорости выноса жидкости [20–23]. При этом среди обозначенных работ сложно выделить комплексные исследования, результатом которых были бы получение эмпирических зависимостей фазового содержания пенного потока (жидкость, пена, газ) и построение моделей расчета перепада давления.

Среди современных передовых исследовательских работ, нацеленных на изучение поведения и моделирование установившегося пенного потока применительно к задачам газовой отрасли, выделяются несколько проектов [24–26]. В данных работах есть некоторые отличия в описанных при моделировании структурах кольцевого пенного потока. Так, в работе [24] при описании структуры кольцевого газожидкостного потока с ПАВ выделяется пленка пены вдоль стенки лифтовой колонны, без разделения на жидкостную и пенную части.

Эксперименты в работе [26] проводились при атмосферных условиях на сегменте, включающем колонну труб с внутренними диаметрами 34, 50 и 80 мм (диаметры изменялись), длиной 12 м, расход воды составлял до 5 л/мин, скорость воздуха — до 50 м/с. В качестве пенообразователя использовались ПАВ Trifoam 820 Block (Н/Д), SDS (Sodium Dodecyl Sulphate, анионоактивный ПАВ), СТАВ (катионоактивный ПАВ), Brij30 (неионогенный ПАВ), концентрация ПАВ варьировалась от 0 до 3 г/л. 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 течения использовались видео- и фотофиксация потока (камера была установлена внутри трубы). Проведенная визуализация потока показала, что пленка в кольцевом режиме течения состоит из слоя жидкости у стенки трубы и слоя пены между жидкостью и газовым сердечником (газовым ядром). Отмечено, что пена сначала образуется на гребнях волн (контакт газового сердечника и поверхности пленки жидкости), а также при вовлечении газа

в жидкость на границе раздела, а затем, по-видимому, образуется слой пены поверх жидкой пленки у трубы. Основными измеряемыми величинами, на основе анализа которых были получены зависимости, описывающие поведение пенного потока, были перепад давления в лифтовой колонне и фазовые содержания потока (содержание жидкости, пены, газа в потоке, содержание газа и жидкости в пене). Для этих измерений в трубе были установлены два быстроакрывающихся клапана. Нижний клапан был расположен на расстоянии 100 диаметров трубы от входа потока в трубу таким образом, что поток полностью стабилизировался при достижении нижнего клапана. Верхний клапан был расположен на расстоянии 20 диаметров трубы от выходного отверстия трубы для исключения его влияния на поведение потока. Соотношения для расчета содержания фаз в потоке имеют вид [27]

$$1/\langle \Gamma_f \rangle = 1 - [1 + f_s C (E_1 U_{sg}^2 e^{-E_2 U_{sg}} + E_3)]^{-1} \quad (1)$$

$$\delta_{lub,min} = E_4 + E_5 \max \left(0, \frac{U_{sg} - U_{Turner}}{U_{Turner}} \right) \quad (2)$$

$$\Gamma_{foam} = 1 - \frac{(1 - \langle \Gamma_f \rangle) (D^2 - (D - 2\delta_f)^2) - (D^2 - (D - 2\delta_{lub})^2)}{(D - 2\delta_{lub})^2 - (D - 2\delta_f)^2} \quad (3)$$

$$U_{Turner} = \sqrt[4]{\frac{40(\rho_l - \rho_g)\sigma g}{\rho_g C_D}}, \quad (4)$$

где $\langle \Gamma_f \rangle$ — среднее качество пленки пены и жидкости (газосодержание), которое зависит от U_{sg} — скорости газа и концентрации пенообразователя — C ; f_s — коэффициент масштабирования для концентрации пенообразователя (определен для конкретного типа пенообразователя на основе стендовых экспериментов); δ_{lub} — толщина пленки жидкости, которая вычисляется итерационно и изначально принимается равной минимальной толщине — $\delta_{lub,min}$; δ_f — толщина пленки пены; D — внутренний диаметр лифтовой колонны; $E_1, E_2 \dots E_5$ — константы, определенные на основе стендовых экспериментов; U_{Turner} — критическая скорость газа по Тернеру, которая зависит от ρ_l, ρ_g — плотностей жидкости и газа, σ — поверхностного натяжения жидкости, g — ускорения свободного падения и C_D — коэффициента сопротивления для сферической формы капли.

При реализации проекта, проводимого компанией TNO (Нидерланды) [25], использовалась часть экспериментальных данных, полученных в вышеупомянутом исследовании, а часть была получена при выполнении дополнительных экспериментов на том же стенде. Полученные зависимости для расчета содержания фаз в потоке имеют следующий вид [27]:

$$\langle \Gamma_f \rangle = \max \left(0, \Gamma_{f,max} \left[1 - \frac{\delta_{f,c} - \delta_0}{\delta_f - \delta_0} \right] \right) \quad (5)$$

$$\delta_{f,c} = K_1 D \quad (6)$$

$$\delta_0 = K_2 \Gamma_{f,max} D, \quad (7)$$

$$\Gamma_{f,max} = K_3 \ln \left(\frac{C}{C^*} \right), \quad (8)$$

где $\langle \Gamma_f \rangle$ — качество пленки пены (газосодержание); δ_f — толщина пленки пены; $\delta_{f,c}$ — критическая толщина пленки пены (при значении толщины ниже критической не происходит захвата газа в жидкую пленку, и качество пленки равно нулю); $\Gamma_{f,max}$ — максимальное значение качества пленки пены, которое увеличивается с концентрацией пенообразователя — C ; D — внутренний диаметр лифтовой колонны; C^* , K_1 , K_2 , K_3 — константы, определенные на основе стендовых экспериментов для конкретного типа пенообразователя, δ_0 — переменная для моделирования.

Авторы отмечают, что погрешность расчетов по приведенным формулам может составлять величину порядка 40 %.

Методика исследования газожидкостного потока с ПАВ

Анализ работ показывает, что экспериментальные исследования газожидкостных потоков с пенообразующими поверхностно-активными веществами проводились при атмосферном давлении. Но по глубине газовых скважин давление изменяется и на забое может достигать значения, существенно превышающего 0,1 МПа. В то же время известно, что давление оказывает существенное влияние на свойства пены, например, пена становится существенно устойчивее с ростом давления [28], значение которого влияет на скорость диффузионных процессов, происходящих между пузырьками пены различного размера при ее разрушении (рис. 1).

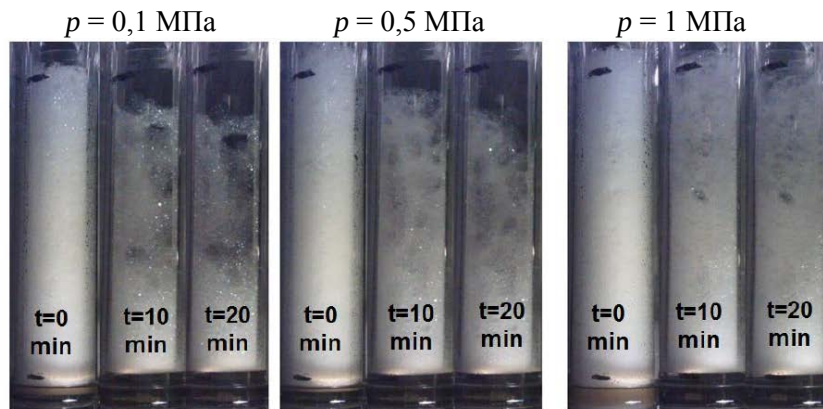


Рис. 1. Процесс распада пены, полученной при пропускании газа со скоростью 0,05 м/с через раствор воды с ПАВ концентрацией 2 г/л

В этой связи была разработана методика исследования газожидкостного потока с ПАВ при различных значениях давления. Экспериментальные исследования проводились на специализированном стенде [19], имитирующем участок ствола газовой скважины (рис. 2). Технические характеристики приведены в таблице.

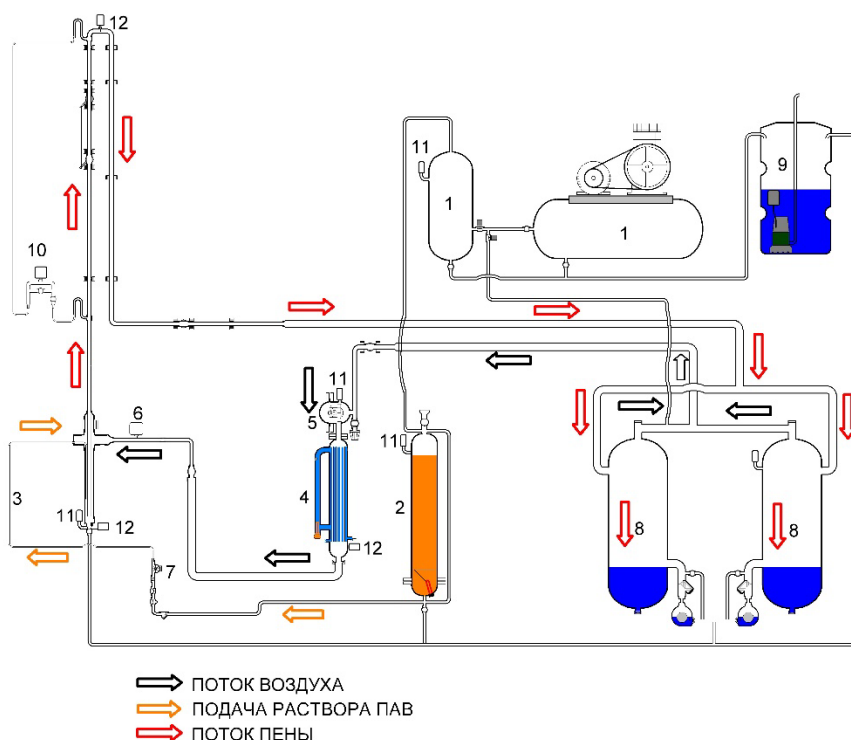


Рис. 2. Схема экспериментальной установки:

1 — компрессор с ресивером; 2 — емкость с раствором ПАВ; 3 — линия подачи раствора ПАВ;
 4 — система термостабилизации воздуха; 5 — центробежный нагнетатель воздуха;
 6 — расходомер воздуха; 7 — расходомер жидкости; 8 — емкости для гашения пены;
 9 — утилизационная емкость; 10 — измеритель перепада давления;
 11 — датчик давления; 12 — датчики температуры

Технические характеристики стенда

Наименование	Единица измерения	Фактический параметр
Длина колонны лифтовых труб	м	7
Внешний/внутренний диаметр лифтовых труб	мм	50/42
Рабочее давление в системе (не более)	МПа	1,5
Рабочий диапазон температуры (не более)	°C	50
Максимальная скорость газа при давлении 1,5 МПа	м/с	10
Объемный расход жидкости (не более)	л/ч	300
Рабочие среды	Вода, раствор ПАВ, воздух	

Выполнение исследований проводилось в следующей последовательности. Перед началом проведения эксперимента с помощью панели оператора задаются параметры эксперимента: расход воздуха, расход раствора пенообразователя, давление и температура эксперимента в лифтовой колонне (вертикальный участок трубопровода длиной 7 м и внутренним диаметром

42 мм). При регулировании установленного давления и температуры учитываются значения датчиков давления (11) и температуры (12), расположенных на начальном участке лифтовой колонны (в дальнейшем этот участок будем называть по аналогии со скважиной забоем колонны). Достижение соответствующего давления эксперимента, его поддержание осуществляются с помощью нагнетания компрессором воздуха (1) в контур его циркулирования и систему подачи раствора пенообразователя (емкость с раствором, оснащенная системой термостабилизации (2) и линия подачи ПАВ (3)). Система термостабилизации воздуха (4) обеспечивает поддержание соответствующей его температуры при циркулировании.

Необходимый расход газа устанавливается с помощью автоматической регулировки мощности работы центробежного нагнетателя (5), таким образом обеспечивается поддержание необходимой частоты вращения лопастей нагнетателя. Перед попаданием в лифтовую колонну газ проходит через расходомер воздуха термоанемометрического принципа измерения (6). То есть производился пересчет скорости при термобарических условиях эксперимента, затем и осуществляется последующее управление оборотами нагнетателя. Через некоторое время достигается и далее поддерживается заданный расход воздуха.

Подача раствора пенообразователя на забой лифтовой колонны осуществляется под действием перепада давления между системой его подачи и забоем лифтовой колонны (в системе подачи раствора давление всегда выше в сравнении с давлением эксперимента). Жидкость проходит через турбинный расходомер (7) перед впрыском в лифтовую колонну, то есть в эксперименте осуществлялся расчет объема поступления жидкости.

Таким образом, газ и жидкость раздельно, но одновременно поступают на забой, проходят через концентрическую систему (перфорированная труба в трубе). Обеспечивается диспергирование жидкости в потоке газа, образование пены, далее подъем смеси по рабочей колонне за счет напора. После прохождения смеси через лифтовую колонну она поступает вниз по трубе обратного тока и через обвязку трубопроводов попадает в емкости для пеногашения и отстаивания жидкости (8), где жидкость отделяется от газа. Далее газ циркулирует и поступает на вход в центробежный нагнетатель (происходит повторение цикла циркулирования газа), а жидкость с помощью конденсатоотводчиков поступает в сливную утилизационную емкость (9).

После начала впрыска раствора пенообразователя на забой, когда газожидкостная смесь (пена), поднимаясь, достигает верхней точки лифтовой колонны, для стабилизации потока происходит выдержка в течение 5 минут. Стабилизация потока наблюдается как визуально (с помощью камеры видеофиксации), так и по показаниям параметров потока на вкладке панели оператора. Стабилизируется расход жидкости и газа, а также значение перепада давления. Перепад давления между верхней и нижней частью лифтовой колонны, основная измеряемая величина, фиксируется с помощью преобразователя разности давления (10), который установлен на пятиметровом участке лифтовой колонны (для создания условий измерения установившегося потока первая измеряемая точка расположена на расстоянии двух метров от забоя). Далее не менее 2 минут происходит фиксация параметров потока с периодичностью 1 раз в 1 секунду, то есть на каждом

режиме фиксируется не менее 120 значений измеряемых параметров. Далее осуществляется выгрузка XLS-файлов с данными о параметрах потока для последующей обработки.

Для определения содержания фаз в газожидкостном потоке при высоком давлении (содержание свободного газа, свободной жидкости, пены, жидкости и газа в пене) была произведена модернизация стенда и разработана методика проведения измерений. Суть методики заключается в синхронном отсечении сегмента трубопровода длиной 1,9 м шаровыми кранами в верхней части лифтовой колонны (рис. 3).

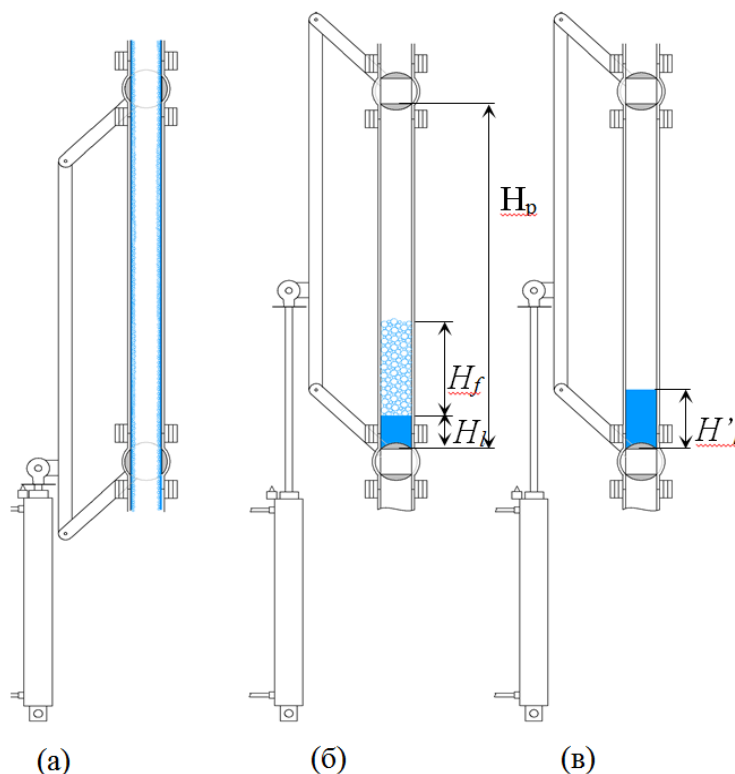


Рис. 3. Схема методики измерения фазового соотношения потока:
 а — до закрытия кранов (отсечения потока); б — после закрытия кранов (отсечения потока); в — после полного распада пены

Отсечение потока происходит за счет энергии сжатого воздуха в пневматическом цилиндре. При исполнении команды отсечения шток цилиндра перемещает рельс, приводящий в движение шаровые краны. Такая конструкция обеспечивает жесткую синхронную связь кранов. После отсечения потока и стекания воды и пены в нижнюю часть сегмента производится измерение следующих величин: начальной высоты столба жидкости H_l и высоты столба пены H_f (см. рис. 3 б). После выдерживается время и измеряется высота столба жидкости после распада пены H'_l (рис. 3 в).

На рисунке 4 приведены фотографии проведения исследований на одном из экспериментальных режимов. Последовательность снимков соответствует рисунку 3.

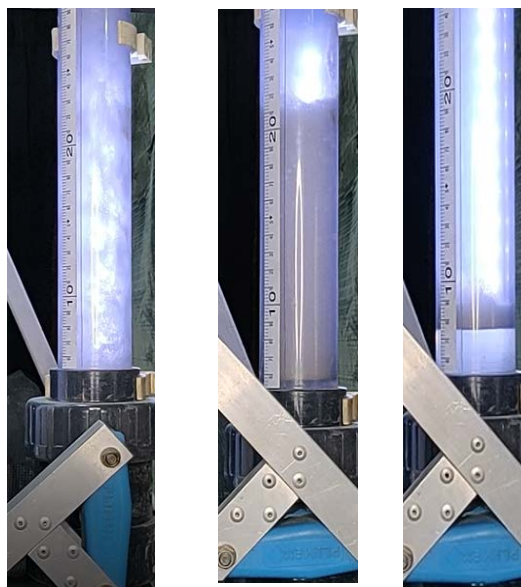


Рис. 4. **Фотографии проведения исследований:** давление 0,4 МПа, температура 20 °С, скорость воздуха 7,5 м/с, расход воды 3 л/мин, концентрация пенообразователя 0,6 г/л

С учетом измеренных в эксперименте величин параметры газожидкостного потока могут быть рассчитаны следующим образом. Объемное содержание жидкости (пленки жидкости) в двухфазной смеси

$$\alpha_l = \frac{H_l}{H_p}, \quad (9)$$

где H_p — высота отсекаемого участка трубы.

Объемное содержание пены (пленки пены)

$$\alpha_f = \frac{H_f}{H_p}. \quad (10)$$

Объемное содержание жидкости в пене

$$f_l = \frac{H'_l - H_l}{H_f}. \quad (11)$$

С учетом найденных параметров объемное содержание свободного газа (газового сердечника) в двухфазной смеси и объемное содержание газа в пене находятся как

$$\alpha_g = 1 - \alpha_l - \alpha_f, \quad (12)$$

$$f_g = 1 - f_l. \quad (13)$$

Выводы

Разработан специализированный стенд, имитирующий участок ствола вертикальной газовой скважины. Получены экспериментальные данные о

параметрах стационарного течения газожидкостных смесей с различными типами водных растворов поверхностно-активных веществ (тип ПАВ и его концентрация в растворе), различным значением давления (до 1 МПа), различным объемным расходом воздуха и воды. Для определения содержания фаз (объемные содержания свободного газа, свободной жидкости, пены, жидкости и газа в пене) в пенном потоке при различных значениях давления произведена модернизация стенда и разработана методика проведения измерений. Методика основана на принципе отсечения потока, которое осуществляется кранами, имеющими жесткую синхронную связь и приводящимися в движение за счет энергии сжатого воздуха. Предложены соотношения, позволяющие рассчитать объемные содержания фаз в газожидкостном потоке с поверхностно-активными веществами. Соотношения включают в себя данные об измеренных после отсекаания потока высотах столбов жидкости, пены, а также данные о высоте столба жидкости после полного распада пены. Использование описанных соотношений и разработанной методики позволяет строить зависимости для расчета параметров газожидкостного потока с ПАВ применительно к задачам газодобывающей отрасли.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ и Тюменской области в рамках научного проекта № 20-41-720002.

Библиографический список

1. Эксплуатация газовых скважин в условиях активного водо- и пескопроявления / Д. В. Изюмченко, Е. В. Мандрик, С. А. Мельников [и др.]. – Текст : непосредственный // Вести газовой науки. – 2018. – № 1 (33). – С. 235–242.
2. Паникаровский, В. В. Эксплуатация газовых скважин на поздней стадии разработки месторождений / В. В. Паникаровский, Е. В. Паникаровский. – DOI 10.31660/0445-0108-2017-5-85-89. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2017. – № 5. – С. 85–89.
3. Efficacy of Surfactants in Rich Gas Shale Wells / Y. Alzhanov, H. Karami, E. Pereyra, J. Gamboa. – Text : electronic // SPE Artificial Lift Conference and Exhibition – Americas. – The Woodlands, Texas, USA, 2018. – URL: <https://doi.org/10.2118/190941-MS>. – Published: August, 28, 2018.
4. Surfactant Batch Treatment Efficiency as an Artificial Lift Method for Horizontal Gas Wells / C. Gcali, H. Karami, E. Pereyra, C. Sarica. – Text : electronic // SPE Artificial Lift Conference and Exhibition – Americas. – The Woodlands, Texas, USA, 2018. – URL: <https://doi.org/10.2118/190919-MS>. – Published: August, 28, 2018.
5. Towards a Better Selection of Foamers for the Deliquification of Mature Gas Wells / P. S. Omrani, R. K. Shukla, F. Vercauteren, E. Nennie. – Text : electronic // International Petroleum Technology Conference. – Bangkok, Thailand, November 2016. – URL: <https://doi.org/10.2523/IPTC-18806-MS>. – Published: November, 12, 2016.
6. Popularization and application of the capillary foam deliquification technology in horizontal wells with low pressures and low liquid flow rates : a case study on middle shallow gas reservoirs in the Western Sichuan depression / T. Liu, X. Zhou, H. Chen [et al.]. – DOI 10.1016/j.ngib.2019.01.004. – Direct text // Natural Gas Industry B. – 2019. – Vol. 6, Issue 1. – P. 25–33.
7. Расчет перепада давления в сеноманской газовой скважине, эксплуатируемой с пенообразователем / В. А. Огай, Е. А. Сабурова, В. О. Довбыш, А. Ю. Юшков. – DOI 10.31660/0445-0108-2020-4-36-50. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2020. – № 4. – С. 36–50.

8. Skopich, A. Experimental Study of Surfactant Effect on Liquid Loading in 2-in and 4-in Diameter Vertical Pipes / A. Skopich. – University of Tulsa, Tulsa, OK, 2012. – URL: <https://www.worldcat.org/title/experimental-study-of-surfactant-effect-on-liquid-loading-in-2-in-and-4-in-diameter-vertical-pipes/oclc/820963457>. – Text : electronic.
9. Коротаев, Ю. П. Лабораторные исследования работы газовых скважин с жидкостью на забое / Ю. П. Коротаев. – Текст : непосредственный // Избранные труды в 3 томах. Т. 1. – Москва : Недра, 1996. – С. 263–281.
10. Experimental and numerical study of downward bubbly flow in a pipe / O. N. Kashinsky, P. D. Lobanov, M. A. Pakhomov [et al.]. – DOI 10.1016/j.jheatmasstransfer.2006.02.004. – Direct text // International Journal of Heat and Mass Transfer. – 2006. – Vol. 49, Issues 19–20. – P. 3717–3727.
11. Bhagwat, S. M. Experimental investigation of non-boiling gas-liquid two phase flow in downward inclined pipes / S. M. Bhagwat, A. J. Ghajar. – DOI 10.1016/j.expthermflusci.2016.08.004. – Direct text // Experimental Thermal and Fluid Science. – 2016. – Vol. 89. – P. 301–318.
12. A Comprehensive Mechanistic Model for Upward Two-Phase Flow in Wellbores / A. M. Ansari, N. D. Sylvester, C. Sarica [et al.]. – DOI 10.2118/20630. – Direct text // PA SPE Production and Facilities (May). – Vol. 9, Issue 02. – P. 143–151.
13. Gray, W. G. A derivation of the equations for multiphase transport / W. G. Gray. – DOI 10.1016/0009-2509(75)80010-8. – Direct text // Chemical Engineering Science. – 1975. – Vol. 30, Issue 2. – P. 229–233.
14. Шулепин, С. А. Экспериментальное обоснование устойчивых режимов эксплуатации обводняющихся газовых скважин : 25.00.17 «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук / Шулепин Сергей Александрович ; Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ. – Москва, 2017. – 163 с. – Текст : непосредственный.
15. Duns, H. Jr. Vertical flow of gas and liquid mixtures in wells / H. Jr. Duns, N. C. J. Ros. – Text : electronic // The 6th World Petroleum Congress. – Frankfurt am Main, Germany, June, 1963. – P. 451–465. – URL: <https://onepetro.org/WPCONGRESS/proceedings-abstract/WPC06/All-WPC06/WPC-10132/198621>.
16. Экспериментальное исследование истинного водосодержания в вертикальных трубах при движении по ним газовой смеси при малых расходах газа / А. И. Гриценко, Г. Н. Вязенкин, С. Н. Бузинов [и др.]. – Текст : непосредственный // Проблемы подземного хранения газа в СССР : сборник научных трудов. – Москва : ВНИИГАЗ, 1983. – С. 86–96.
17. Движение газожидкостных смесей в трубах / В. А. Мамаев, Г. Э. Одишария, Н. И. Семенов, А. А. Точигин. – Москва : Недра. – 1978. – 270 с. – Текст : непосредственный.
18. Одишария, Г. Э. Область существования и истинное газосодержание при восходящем кольцевом режиме течения в трубах / Г. Э. Одишария, Ю. А. Толасов, О. В. Клапчук. – Текст : непосредственный // Разработка газовых месторождений, транспорт газа. – Москва : ВНИИГАЗ, 1974. – Вып. 3. – С. 128–138.
19. Патент на изобретение № 2654889 Российская Федерация, МПК E21B 47/00 G01M 99/00. Экспериментальная установка для имитации газожидкостной смеси и динамических процессов в стволе газовой скважины : № 2654889 ; заявл. 22.05.2017 ; опубл. 23.05.2018 / Огай В. А., Хабибуллин А. Ф., Юшков А. Ю. ; патентообладатель ООО «ГазВелл Системы». – 23 с. – Текст : непосредственный.
20. Effect of Surfactant Additive on Vertical Two-Phase Flow / L. Liu, X. Li, Li Tong, Y. Liu. – DOI 10.1016/j.petrol.2014.02.004. – Direct text // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2014. – Vol. 115. – P. 1–10.
21. Zhou, J. Flow Patterns in Vertical Air. Water Flow with and without Surfactant / J. Zhou. – University of Dayton, Dayton, Ohio, USA, 2013. – URL: http://rave.ohiolink.edu/etdc/view?acc_num=dayton1375455656. – Text : electronic.
22. Christiansen, R. L. A New Look at Foam for Unloading Gas Wells / R. L. Christiansen. – U.S.A., 2006. – URL: https://www.researchgate.net/profile/Richard-Christiansen-2/publication/237524222_A_New_Look_at_Foam_for_Unloading_Gas_Wells/links/551aafa70cf2bb754076ca3d/A-New-Look-at-Foam-for-Unloading-Gas-Wells.pdf. – Text : electronic.
23. Saleh, S. Foam-Assisted Liquid Lifting in Low Pressure Gas Wells / S. Saleh, M. Al-Jama'e'y. – Text : electronic // SPE Production Operations Symposium, Oklahoma City, Oklahoma, 9–11 March, 1997. – URL: <https://doi.org/10.2118/37425-MS>. – Published: March, 09, 1997.

24. Kelkar, M. Gas Well Pressure Drop Prediction under Foam Flow Conditions / M. Kelkar, C. Sarica. – RPSEA, 2015. – 192 p. – Direct text.
25. van't Westende, J. JIP Experimental foam selection - Modelling of foam pipe flow Date / J. van't Westende, J. de Boer, F. Vercauteren. – Text : electronic // TNO report TNO 2015 R11538. – 81 p. – URL: <https://projecten.topsectorenergie.nl/storage/app/uploads/public/5bb/36b/7d1/5bb36b7d189b5755670309.pdf>.
26. Van Nimwegen, A. T. The effect of surfactants on gas-liquid pipe flows / A. T. Van Nimwegen. – Delft University of Technology, 2015. – URL: <https://www.narcis.nl/publication/RecordID/oai:tudelft.nl:uuid%3A5728dde5-e722-46e8-a92f-b62937ecf538>. – Text : electronic.
27. van't Westende, J. M. C. The use of surfactants for gas well deliquification : a comparison of research projects and developed models // J. M. C. van't Westende, R. A. W. M. Henkes, A. Ajani, M. Kelkar. – Text : electronic // 18th International Conference on Multiphase Production Technology, Cannes, France, June 2017. – URL: <https://onepetro.org/BHRICMPT/proceedings-abstract/BHR17/All-BHR17/BHR-2017-161/369>. – Published: June, 07, 2017.
28. Joshi, Sh. Foamer evaluation by the sparging test method for application to gas well deliquification / Sh. Joshi. – Delft University of Technology, 2015. – URL: <https://repository.tudelft.nl/islandora/object/uuid:fe36e0e7-6219-4633-8bd3-b467704dc83a>. – Text : electronic.

References

1. Izyumchenko, D. V., Mandrik, E. V., Melnikov, S. A., Ploskov, A. A., Moiseyev, V. V., Kharitonov, A. N., & Pamuzhak, S. G. (2018). Operation of gas wells in conditions of active water and sand manifestation. *Vesti gazovoy nauki*, (1(33)), pp. 235-241. (In Russian).
2. Panikarovskii, V. V., & Panikarovskii, E. V. (2017). Exploitation of gas wells in late stage of development of gas fields. *Oil and Gas Studies*, (5), pp. 85-89. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2017-5-85-89
3. Alzhanov, Y., Karami, H., Pereyra, E., & Gamboa, J. (2018). Efficacy of Surfactants in Rich Gas Shale Wells. SPE Artificial Lift Conference and Exhibition - Americas. The Woodlands, Texas, USA, 2018. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/190941-MS>
4. Gcali, C., Karami, H., Pereyra, E., & Sarica, C. (2018). Surfactant Batch Treatment Efficiency as an Artificial Lift Method for Horizontal Gas Wells. SPE Artificial Lift Conference and Exhibition - Americas. The Woodlands, Texas, USA, 2018. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/190919-MS>
5. Omrani, P. S., Shukla, R. K., Vercauteren, F., & Nennie, E. (2016). Towards a Better Selection of Foamers for the Deliquification of Mature Gas Wells. International Petroleum Technology Conference. - Bangkok, Thailand, November 2016. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2523/IPTC-18806-MS>
6. Liu, T., Zhou, X., Chen, H., Lu, G., Zhao, Zh., Liu, D., & Du, Y. (2019). Popularization and application of the capillary foam deliquification technology in horizontal wells with low pressures and low liquid flow rates: a case study on middle shallow gas reservoirs in the Western Sichuan depression. *Natural Gas Industry B*, (6), pp. 25-33. (In English). DOI 10.1016/j.ngib.2019.01.004
7. Ogai, V. A., Saburova, E. A., Dovbysh, V. O., & Yushkov, A. Yu. (2020). Calculation of the pressure gradient in the Cenomanian gas well operated with a foaming agent. *Oil and Gas Studies*, (4), pp. 36-50. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2020-4-36-50
8. Skopich, A. (2012). Experimental Study of Surfactant Effect on Liquid Loading in 2-in and 4-in Diameter Vertical Pipes. University of Tulsa, Tulsa, OK, (In English). Available at: <https://www.worldcat.org/title/experimental-study-of-surfactant-effect-on-liquid-loading-in-2-in-and-4-in-diameter-vertical-pipes/oclc/820963457>
9. Korotaev, Yu. P. (1996). *Laboratornye issledovaniya raboty gazovykh skvazhin s zhidkost'yu na zaboe*. Izbrannye trudy v 3 tomakh. Tom 1. Moscow, Nedra Publ., pp. 263-281. (In Russian).
10. Kashinsky, O. N., Lobanov, P. D., Pakhomov, M. A., Randin, V. V., & Terekhov, V. I. (2006). Experimental and numerical study of downward bubbly flow in a pipe. *International Journal of Heat and Mass Transfer*, 49(19-20), pp. 3717-3727. (In English). DOI: 10.1016/j.ijheatmasstransfer.2006.02.004

11. Bhagwat, S. M., & Ghajar, A. J. (2016). Experimental investigation of non-boiling gas-liquid two phase flow in downward inclined pipes. *Experimental Thermal and Fluid Science*, (89), pp. 301-318. (In English). DOI: 10.1016/j.expthermflusci.2016.08.004
12. Ansari, A. M., Sylvester, N. D., Sarica, C., Shoham, O., & Brill, J. P. (1994). A Comprehensive Mechanistic Model for Upward Two-Phase Flow in Wellbores. *PA SPE Production and Facilities* (May), 9(02), pp. 143-151. (In English). DOI: 10.2118/20630
13. Gray, W. G. (1975). A derivation of the equations for multiphase transport. *Chemical Engineering Science*, 30(2), pp. 229-233. (In English). DOI: 10.1016/0009-2509(75)80010-8
14. Shulepin, S. A. (2017). Eksperimental'noe obosnovanie ustoychivyykh rezhimov ekspluatatsii obvodnyayushchikhsya gazovykh skvazhin. Diss. ... kand. tekhn. nauk. Moscow, 163 p. (In Russian).
15. Duns, H. Jr., & Ros, N. C. J. (1963). Vertical flow of gas and liquid mixtures in wells. The 6th World Petroleum Congress. Frankfurt am Main, Germany, June, 1963, pp. 451-465. (In English). Available at: <https://onepetro.org/WPCONGRESS/proceedings-abstract/WPC06/All-WPC06/WPC-10132/198621>
16. Gritsenko, A. I., Vyaznenkin, G. N., Buzinov, S. N., Akhmedov, B. G., & Kazakov, B. O. (1983). Eksperimental'noe issledovanie istinnogo vodosoderzhaniya v vertikal'nykh trubakh pri dvizhenii po nim gazovodyanykh smesei pri malyykh raskhodakh gaza. *Problemy podzemnogo khraneniya gaza v SSSR: sbornik nauchnykh trudov*. Moscow, VNIIGAZ Publ., pp. 86-96.
17. Mamaev, V. A., Odishariya, G. E., Semenov, N. I., & Tochigin, A. A. (1978). Dvizhenie gazozhidkostnykh smesey v trubakh. Moscow, Nedra Publ., 270 p. (In Russian).
18. Odishariya, G. E., Tolasov, Yu. A., & Klapchuk, O. V. (1974). Oblast' sushchestvovaniya i istinnoe gazosoderzhanie pri voskhodyashchem kol'tsevom rezhime techeniya v trubakh. *Razrabotka gazovykh mestorozhdeniy, transport gaza*. Moscow, VNIIGAZ Publ., Vyp. 3, pp. 128-138. (In Russian).
19. Ogai, V. A., Khabibullin, A. F., & Yushkov, A. Yu. Experimental installation for imitation of gas-liquid mixture and dynamic processes in the stock of the gas well. Pat. RF 2654889, MPK E21B 47/00 G01M 99/00. Applied: 22.05.17. Published: 23.05.18. 23 p. (In Russian).
20. Liu, L., Li, X., Tong, L. & Liu, Y. (2014). Effect of Surfactant Additive on Vertical Two Phase Flow. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, (115), pp. 1-10. (In English). DOI: 10.1016/j.petrol.2014.02.004
21. Zhou, J. (2013). Flow Patterns in Vertical Air. Water Flow with and without Surfactant. University of Dayton, Dayton, Ohio, USA, 2013. (In English). Available at: http://rave.ohiolink.edu/etdc/view?acc_num=dayton1375455656
22. Christiansen, R. L. (2006). A New Look at Foam for Unloading Gas Wells. U.S.A., 2006. (In English). Available at: https://www.researchgate.net/profile/Richard-Christiansen-2/publication/237524222_A_New_Look_at_Foam_for_Unloading_Gas_Wells/links/551aafa70cf2bb754076ca3d/A-New-Look-at-Foam-for-Unloading-Gas-Wells.pdf
23. Saleh, S., & Al-Jamae'y, M. (1997). Foam-Assisted Liquid Lifting in Low Pressure Gas Wells. *SPE Production Operations Symposium*, Oklahoma City, Oklahoma, March, 9-11, 1997. (In English). Available at: <https://doi.org/10.2118/37425-MS>
24. Kelkar, M., & Sarica, C. (2015). Gas Well Pressure Drop Prediction under Foam Flow Conditions. *RPSEA*, 192 p. (In English).
25. van't Westende, J., de Boer, J., & Vercauteren, F. (2015). JIP Experimental foam selection - Modelling of foam pipe flow Date. TNO report TNO 2015 R11538. 81 p. (In English). Available at: <https://projecten.topsectorenergie.nl/storage/app/uploads/public/5bb/36b/7d1/5bb36b7d189b5755670309.pdf>
26. Van Nimwegen, A. T. (2015). The effect of surfactants on gas-liquid pipe flows. Delft University of Technology. (In English). Available at: <https://www.narcis.nl/publication/RecordID/oai:tudelft.nl:uuid%3A5728dde5-e722-46e8-a92f-b62937ecf538>
27. van't Westende, J. M. C., Henkes, R. A. W. M., Ajani, A., Kelkar, M. (2017). The use of surfactants for gas well deliquification: a comparison of research projects and developed models. 18th International Conference on Multiphase Production Technology, Cannes, France, June 2017. (In English). Available at: <https://onepetro.org/BHRICMPT/proceedings-abstract/BHR17/All-BHR17/BHR-2017-161/369>
28. Joshi, Sh. (2015). Foamer evaluation by the sparging test method for application to gas well deliquification. Delft University of Technology. (In English). Available at: <https://repository.tudelft.nl/islandora/object/uuid:fe36e0e7-6219-4633-8bd3-b467704dc83a>

Сведения об авторах

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

Мусакаев Наиль Габсалямович, д. ф.-м. н., доцент, главный научный сотрудник, Тюменский филиал Института теоретической и прикладной механики им. С. А. Христиановича СО РАН, профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

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

Довбыш Вадим Олегович, руководитель Центра проектного обучения Высшей инженерной школы ЕГ, Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень

Васильев Марк Александрович, аспирант, Тюменский государственный университет, г. Тюмень

Information about the authors

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

Nail G. Musakaev, Doctor of Physics and Mathematics, Associate Professor, Chief Researcher, Tyumen Branch of Khristianovich Institute of Theoretical and Applied Mechanics SB RAS, Professor at the Department of Development and Exploitation of Oil and Gas Fields, Industrial University of Tyumen

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

Vadim O. Dovbysh, Project Manager Training of Graduate School of engineering EG, Industrial University of Tyumen

Mark A. Vasilev, Postgraduate, University of Tyumen