

ПРИМЕНЕНИЕ ПЕННЫХ СИСТЕМ С ЦЕЛЬЮ ВЫНОСА ВОДЫ С ЗАБОЯ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН

© Коллектив авторов,
2025



**В.С. Селезнев¹, Д.Д. Трофименко¹, Д.М. Гумеров¹, Е.В. Половинко¹,
Н.П. Сарапулов^{2,*}**

¹ООО «Газпромнефть-Оренбург», РФ, Оренбург

²Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Санкт-Петербург

Электронный адрес: nsarapulov@yandex.ru

Цель. Оценка возможности применения пенных шашек на основе поверхностно-активных веществ (ПАВ) с целью выноса воды с забоя скважины и интенсификации притока за счет снижения забойного давления.

Материалы и методы. Лабораторные исследования ПАВ по вспениванию на пластовой жидкости тестовой скважины показали высокую эффективность. Поиск скважин-кандидатов основывался на анализе кривых распределения давления и плотности по стволу скважины, анализе ранее проведенных геолого-технических мероприятий (ГТМ), а также на анализе результатов моделирования многовариантных решений узлового анализа.

Результаты. Результаты испытаний показали высокую эффективность применения пенных шашек на основе ПАВ на скважинах после высокообъемного глушения газлифтных скважин, при этом время вывода на режим сокращается в среднем в 2 раза. На фонде, работающем на режиме с притоком воды из пласта и с подтвержденным столбом воды на забое, наблюдался краткосрочный эффект от 5 до 10 дней. Далее требовались повторные обработки скважин шашками.

Заключение. Текущие характеристики пенных шашек на основе ПАВ позволяют использовать их для ускорения вывода на режим скважин после технологических обработок. На фонде, работающем на установившемся режиме, применение пенных шашек возможно при условии экономической целесообразности. Также одним из возможных улучшений может явиться применение пенных шашек совместно с конструктивными изменениями газлифтного подъемника с хвостовиком.

Ключевые слова: ПАВ, пенные шашки, освоение скважин

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Для цитирования: Селезнев В.С., Трофименко Д.Д., Гумеров Д.М., Половинко Е.В., Сарапулов Н.П. Применение пенных систем с целью выноса воды с забоя нефтяных скважин. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(1):70–75. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-1-70-75>

Статья поступила в редакцию 13.01.2025

Принята к публикации 06.02.2025

Опубликована 31.03.2025

APPLICATION OF FOAM SYSTEMS FOR REMOVING WATER FROM THE BOTTOM OF OIL WELLS

**Vladimir S. Seleznev¹, Daniil D. Trofimenko¹, Damir M. Gumerov¹, Evgenii V. Polovinko¹,
Nikolai P. Sarapulov^{2,*}**

¹Gazprom neft–Orenburg LLC, RF, Orenburg

²Gazprom neft company group, RF, Saint Petersburg

E-mail: nsarapulov@yandex.ru

Objective. Evaluation of the possibility of using foam checkers based on surfactants (SAS) for the purpose of removing water from the well bottom and intensifying the inflow by reducing the bottomhole pressure.

Materials and methods. Laboratory studies of SAS on foaming on the formation fluid of a test well showed high efficiency. The search for candidate wells was based on the analysis of pressure and density distribution curves along the wellbore, analysis of previously performed activities and geological and engineering operations (GEO), as well as on the analysis of the results of modeling multi-variant solutions of nodal analysis.

Results. The test results showed high efficiency of using foam checkers based on SAS in wells after high-volume killing of gas-lift wells, while the time of bringing to the mode is reduced by an average of 2 times. In the fund operating in the mode with water inflow from the formation and with a confirmed column of water at the bottomhole, a short-term effect of 5 to 10 days was observed. Further, repeated treatment of wells with checkers was required.

Conclusion. Current characteristics of foam checkers based on surfactants allow their use to accelerate the well recovery after technological treatments. In a fund operating in a steady state, the use of foam checkers is possible provided that it is economically feasible. Also, one of the possible improvements may be the use of foam checkers together with design changes to the gas lift with a shank.

Keywords: surfactants, foam checkers, well development

Conflict of interest: the authors declare no conflict of interest.

For citation: Seleznev V.S., Trofimenko D.D., Gumerov D.M., Polovinko E.V., Sarapulov N.P. Application of foam systems for removing water from the bottom of oil wells. PRONEFT. Professionally about oil. 2025;10(1):70–75. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-1-70-75>

Manuscript received 13.01.2025

Accepted 06.02.2025

Published 31.03.2025

ВВЕДЕНИЕ

На поздних стадиях разработки нефтяных месторождений возникает ряд осложнений из-за снижения пластового давления, роста обводненности продукции и инфраструктурных ограничений, что, в свою очередь, может негативно влиять на эффективность подъема скважинного флюида.

Это происходит, когда скорости потока недостаточны, чтобы выводить всю воду к устью скважины. Когда скорость газожидкостной смеси в стволе скважины и лифтовом подъемнике становится ниже той, которая необходима для подъема жидкости, вода из-за большей плотности, накапливается на забое, а нефть и газ проходят через нее в виде капель и пузырьков, образуя «эффект барботажа». Накопленный столб воды увеличивает забойное давление, что уменьшает депрессию на пласт. Вследствие чего падает добыча нефти, что может привести к нерентабельной эксплуатации ряда скважин [1–3].

Для решения данной проблемы существует ряд методов по удалению накопленной воды с забоя добывающей скважины, таких как:

- снижение забойного давления с помощью компрессорной установки;
- изменение компоновки подъемника (увеличение глубины, изменение диаметра и т.д.);
- применение химических и физико-химических способов.

Химические и физико-химические методы повышения эффективности лифтового подъемника скважин — это одно из эффективных средств стабилизации добычи нефти, газа и газового конденсата на всех стадиях разработки залежи. Этими методами в большинстве случаев удается частично или полностью устранять осложнения, связанные с ограничениями компоновки погружного оборудования, некачественным глушением, ГТМ или вскрытием продуктивного пласта бурением и перфорацией и др. Пена — это одна из разновидностей дисперсной системы, в которой дисперсной фазой является газ, а дисперсионной средой — жидкость. Для получения пены в системе «жидкость — газ» необходимо присутствие третьего компонента. Вещества, находящиеся

в жидкости или прибавляемые к ней и образующие пену, называют поверхностно-активными или пенообразователями [4].

ПАВ доставляются на забой скважины, где, растворяясь в газожидкостной смеси (ГЖС), снижают поверхностное натяжение на границах раздела «нефть — вода» и «вода — газ», тем самым увеличивая способность нефти и воды образовывать эмульсии, и помогая воде выноситься с забоя. В то время как на границе «вода — газ» могут образовываться пены, которые имеют низкую плотность и высокую вязкость, что позволяет выносить столб жидкости с забоя скважины [5].

Как правило, применяется два вида ПАВ: жидкие и твердые. Жидкие ПАВ доставляются на забой с помощью дополнительного оборудования (станция дозирования реагентов, трубка, которая будет спускаться до забоя, по которой будет происходить транспорт реагента), а твердые ПАВ представляют собой шашки (длинные цилиндрические предметы), которые можно через лубрикатор загрузить в скважину без использования дополнительной тяжелой техники, под действием силы тяжести они спускаются на забой скважины.

ПЕННЫЕ СИСТЕМЫ НА ОСНОВЕ ПАВ ШИРОКО ПРИМЕНЯЮТСЯ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИЙ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН. ЦЕЛЬЮ ДАННОЙ РАБОТЫ ЯВЛЯЕТСЯ ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ПЕННЫХ ШАШЕК НА НЕФТЯНОМ ФОНДЕ.

Анализируя различные способы эксплуатации, их преимущества и недостатки, на первом этапе для эксперимента выбран газлифтный способ эксплуатации с применением твердых ПАВ.

ПОДБОР СОСТАВА ПАВ И ИССЛЕДОВАНИЕ В ЛАБОРАТОРНЫХ УСЛОВИЯХ

Исследования проводились в аккредитованной лаборатории с использованием двух реагентов, находящихся в различных агрегатных состояниях:

Таблица 1. Лабораторные исследования ПАВ. Составлено авторами
Table 1. Laboratory studies of surfactants. Compiled by the authors

Реагент	Дозировка, %	Объем жидкости для вспенивания, мл	Эффективность вспенивания, %	Высота подъема пены, мл	Стабильность пены, с
Жидкий преобразователь	2,5	25	80	75	20
Пенная шашка	2	15	100	> 300	

- композиция для вспенивания жидкости (твердая пенная шашка);
- жидкий пенообразователь.

Для оценки оптимальной дозировки, пенообразующих способностей ПАВ, показателей эффективности процесса вспенивания, совместимости с пробами воды и нефти исследования проводились с помощью методики, основанной на получении пены путем барботажной жидкости, содержащей ПАВ для вспенивания газом (воздух, азот) через распылитель. Данный метод позволяет смоделировать прохождение газа через жидкость во время работы скважины. А также методики, заключающейся в смешивании пластовой воды, содержащей ПАВ для вспенивания, с нефтью в соотношении 50/50, перемешивании и наблюдении за разделением в течении 30 мин. при пластовой температуре 34 °С. Параметры приведены в **таблице 1**.

Результаты лабораторных исследований показали большую эффективность твердого ПАВ в сравнении с жидкой композицией

за счет большей эффективности, с сохранением свойств по вспениванию при наличии слоя нефти и удобства применения.

Обязательным условием для вспенивания должно быть наличие барботажа на границе газожидкостного раздела в скважине (**рис. 1**).

ПОДБОР СКВАЖИН-КАНДИДАТОВ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫХ РАБОТ (ОПР)

Пять скважин-кандидатов первой очереди были определены с учетом следующих критериев:

1. наличие воды на забое (подтверждено данными исследований скважин — Рзаб., эпюра плотности жидкости в стволе скважины);
2. пограничные условия фонтанирования по данным анализа чувствительности (расчет в специализированном симуляторе скважины);

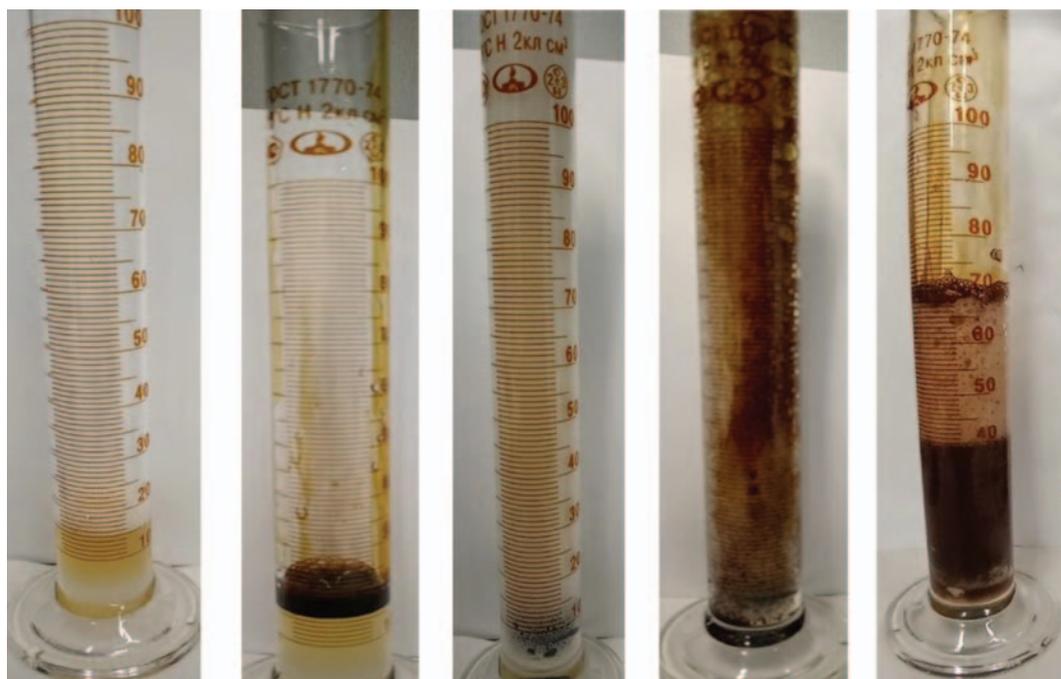


Рис. 1. Результаты лабораторных исследований различных ПАВ. Составлено авторами
Fig. 1. Results of laboratory studies of various surfactants. Compiled by the authors

3. подземное оборудование находится в исправном состоянии, компоновка газлифтного подъемника оптимальна;
4. имеется возможность проведения отбора проб, замера дебита скважины.

Определены критерии оценки эффективности:

1. рентабельный прирост дебита нефти при удалении воды с забоя РІ (индекс рентабельности) > 1,15;
2. расчётный прирост добычи постоянный или не менее 10 дней в стабильной работе скважины;
3. в соответствии с исследованиями отсутствует вода на забое скважины через 3 дня после обработки скважины ПАВ;
4. снижение Рзаб. до целевого.

Эффект применения пенных шашек заключается в выносе забойной воды, привнесенной при ремонте скважин или скопившейся на забое и препятствующей выводу скважины на стабильный режим. В качестве скважин-кандидатов выбраны 3 скважины с привнесенной водой после ГТМ и 2 скважины, работающие с низкой обводненностью, но с наличием воды на забое скважины, определенной по замеру распределения давления в стволе скважины.

ПРОВЕДЕНИЕ ОПР

Перед проведением ОПР выполнен ряд исследований: величина устьевого и забойного давления; эпюра параметров по стволу скважины (давление, температура, плотность); дебит нефти и газа; обводненность. Для эффективной и безаварийной доставки пенных шашек на забой скважины проводят очистку (скребкование) и шаблонирование лифта насосно-компрессорных труб (НКТ).

Шашки помещают в скважину через лубрикатор, которые под собственным весом погружаются на забой. Далее через 1 ч. скважина запускается в работу и выводится на стабильный режим. Через 72 ч. после запуска скважины и далее каждые 3 дня для уточнения режима эксплуатации, наличия воды на забое и времени эффекта проводится повторный комплекс вышеописанных исследований.

РЕЗУЛЬТАТЫ И КЛЮЧЕВЫЕ ВЫВОДЫ ПРОЕКТА

На **скважине 1** забойная вода не позволяла запустить скважину после ГТМ кислотной обработки призабойной зоны пласта (ОПЗП). После сброса пенных шашек (18 шт.) скважину удалось освоить с приростом дебита нефти Q_n — 4,3 т/сут и снижением забойного давления на 24 атм. По результатам проведенных исследований вода на забое отсутствует (**табл. 2**).

На **скважине 2** забойная вода не позволяла вывести скважину на режим после ГТМ кислотной ОПЗП. После сброса пенных шашек (8 шт.) скважину удалось освоить приростом дебита нефти Q_n — 4,2 т/сут и снижением забойного давления на 20 атм. По анализу проведенных исследований вода на забое отсутствует. Вынос забойной воды косвенно подтвердился ростом обводненности до 100% в первые двое суток (**табл. 2**).

На **скважине 3**, как и в предыдущих двух скважинах, фиксировалось скопление воды на забое, что не позволяло вывести скважину на режим после обработки призабойной зоны пласта. После сброса пенных шашек (6 шт.) скважина так и не вышла на запланированный режим. Был получен незначительный прирост дебита нефти Q_n — 1,7 т/сут и снижением забойного давления на 10 атм.

Таблица 2. Результаты режимов работы до и после проведенных мероприятий. Составлено авторами
Table 2. Results of operating modes before and after the events. Compiled by the authors

№	Режим до сброса пенной шашки (ПШ)				Режим после сброса ПШ				ПШ	Прирост		Примечание
	Qж, м³/сут	Qн, м³/сут	Обв., %	Рзаб, атм	Qж, м³/сут	Qн, м³/сут	Обв., %	Рзаб		Qж, м³/сут	Qн, м³/сут	
1	0,6	0,1	75	85	10,4	4,4	50	61	18	9,8	4,3	Доосвоение после ГТМ ОПЗП
2	5,2	1,2	71	77	15,7	5,4	59	57	8	10,5	4,2	Доосвоение после ГТМ ОПЗП
3	7,6	1,8	70	60	8,3	3	56	53	6	0,7	1,2	Доосвоение после ГТМ ОПЗП
4	4,8	2,6	36	102	8,5	6,6	16	60	15	3,7	4	Скопление воды на забое
5	7,7	5,7	9,8	101	11,4	8,2	14,9	90	6	3,7	2,5	Скопление воды на забое
Суммарный прирост										25,6	13,7	

По результатам проведенных исследований на забое присутствовала вода (табл. 2). На скважине 4 после сброса 15 шашек удалось вынести забойную воду и получить прирост дебита нефти Q_n — 4,1 т/сут и по результатам исследований значительно снизить забойное давление на 42 атм (табл. 2).

На скважине 5 после сброса 6 шашек по результатам проведенных исследований удалось вынести только часть скопившейся воды, при этом получить прирост дебита нефти Q_n — 2,5 т/сут со снижением забойного давления на 11 атм (табл. 2).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проведения полевых испытаний установлена возможность и эффективность применения твердых пенообразователей на нефтяном фонде с газлифтным способом эксплуатации.

Наблюдается четкая корреляция полученного прироста дебита жидкости и нефти от количества сброшенных пенных шашек.

По результатам проведенных испытаний можно сделать вывод о перспективности данной технологии для её использования на нефтяном фонде скважин. Текущие характеристики пенных шашек на основе ПАВ позволяют эффективно их использовать для ускорения вывода на режим скважин, после технологических обработок. В скважинах, работающих на установившемся режиме, целесообразно использовать пенные шашки, но при условии их экономической рентабельности.

Дальнейшее развитие исследований предусматривает:

- 1) наработку статистики с оценкой требуемой цикличности и объема применяемого ПАВ;
- 2) расширение ОПР на фонтанный фонд;
- 3) расширение ОПР на освоение газлифтного фонда после глушения.

Список литературы

1. Назарычев С.А., Андрияшин В.В., Жанбосынова Ш., Малахов А.О., Варфоломеев М.А., Жуков В.В., Карпов А.А., Хусайнов Р.Р., Демин Е.В., Сандыга М.С. Аналитические исследования применения технологий освоения нефтяных и газовых скважин с использованием пеногазогенерирующих веществ // *ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти*. — 2024. — №9(3). — С. 97–111. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-3-97-111>
2. Гасумов Р.А. и др. Исследование и разработка пенообразователей для удаления воды из скважин (на примере Кшчунского месторождения) // *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. — 2015. — № 1. — С. 13–17.
3. Токунов В.И., Саушин А.З. Технологические жидкости и составы для повышения продуктивности нефтяных и газовых скважин. — М.: Недра-Бизнесцентр. — 2004. — 720 с.
4. Гасумов Р.А. Использование газообразователей для удаления пластовой жидкости // *Вестник Ассоциации буровых подрядчиков*. — 2014. — № 3. — С. 20–23.
5. Сырчин А.А. и др. Методика определения необходимого количества твердых поверхностно-активных веществ для предотвращения самозадавливания газовых скважин на примере Медвежьего месторождения // *Известия высших учебных заведений. Нефть и газ*. — 2015. — № 3. — С. 77–80.

References

1. Nazarychev S.A., Andriyashin V.V., Zhanbosynova Sh., Malakhov A.O., Varfolomeev M.A., Zhukov V.V., Karpov A.A., Khusainov R.R., Demin E.V., Sandyga M.S. Analytical studies of the application of technologies for the development of oil and gas wells using foam-generating substances // *PROneft. Professionally about Oil*. — 2024. — №9(3). — P. 97–111. (In Russ.) <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2024-9-3-97-111>
2. Gasumov R.A. et al. Research and development of foaming agents for removing water from wells (using the Kshchukskoye field as an example) // *Construction of oil and gas wells on land and at sea*. — 2015. — No. 1. — P. 13–17.
3. Tokunov V.I., Saushin A.Z. *Technological fluids and compositions to increase the productivity of oil and gas wells*. — Moscow: Nedra-Business Center. — 2004. — 720 p.
4. Gasumov R.A. Use of blowing agents to remove formation fluid // *Bulletin of the Association of Drilling Contractors*. — 2014. — No. 3. — P. 20–23.
5. Syrchin A.A. et al. Methodology for determining the required amount of solid surfactants to prevent self-destruction of gas wells using the example of the Medvezhye field // *News of higher educational institutions. Oil and gas*. — 2015. — No. 3. — P. 77–80.

ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

В.С. Селезнев — разработка концепции статьи, окончательное утверждение публикуемой версии. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Д.Д. Трофименко — принял активное участие в организации и координации работ, оказал экспертную поддержку. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Vladimir S. Seleznev — developed the article concept, final approval of the published version. Accepted the responsibility for all aspects of the work.

Daniil D. Trofimenko — took an active part in the organization and coordination of work, provided expert support. Accepted the responsibility for all aspects of the work.

Д.М. Гумеров — подготовил текст статьи, реализовал программную часть работ, выполнил обработку данных и тестирование разработанных алгоритмов. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Е.В. Половинко — принял активное участие в организации и координации работ, оказал методологическую поддержку. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Н.П. Сарapulov — разработал концепцию статьи, участвовал в подготовке текста статьи, участвовал в тестировании разработанных алгоритмов, оказал экспертную помощь. Согласен принять на себя ответственность за все аспекты работы.

Damir M. Gumerov — prepared the text of the article, implemented the software part of the work, performed data processing and testing of the developed algorithms. Accepted the responsibility for all aspects of the work.

Evgenii V. Polovinko — took an active part in the organization and coordination of work, provided methodological support. Accepted the responsibility for all aspects of the work.

Nikolai P. Sarapulov — developed the concept of the article, participated in the preparation of the text of the article, participated in testing the developed algorithms, provided expert assistance. Accepted the responsibility for all aspects of the work.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Владимир Сергеевич Селезнёв — руководитель программы по концептуальному проектированию и инжинирингу, ООО «Газпромнефть–Оренбург»

Даниил Дмитриевич Трофименко — руководитель направления, ООО «Газпромнефть–Оренбург»

Дамир Маратович Гумеров — руководитель проекта по интегрированному моделированию, ООО «Газпромнефть–Оренбург»

Евгений Васильевич Половинко — Руководитель центра управления добычей, ООО «Газпромнефть–Оренбург»

Николай Павлович Сарapulov* — Руководитель по разработке продукта, Группа компаний «Газпром нефть»
190000, Россия, г. Санкт-Петербург,
ул. Почтамтская, д. 3–5.
e-mail: nsarapulov@yandex.ru

Vladimir S. Seleznev — Program Manager for Conceptual Design and Engineering, Gazprom нефt–Orenburg LLC

Daniil D. Trofimenko — Function manager, Gazprom нефt–Orenburg LLC

Damir M. Gumerov — Project Manager for Integrated Modeling, Gazprom нефt–Orenburg

Evgenii V. Polovinko — Head of the Production Control Center, Gazprom нефt–Orenburg

Nikolai P. Sarapulov* — Head of Product Development, Gazprom нефt company group
3-5, Pochtamtskaya str., 190000, Saint Petersburg, Russia.
e-mail: nsarapulov@yandex.ru

* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author