

© Коллектив авторов,  
2025



УДК 622.276.76  
<https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-4-126-131>

# ПОДВЕДЕНИЕ ПРОМЕЖУТОЧНЫХ ИТОГОВ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫХ ИСПЫТАНИЙ ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНОЙ УСТАНОВКИ SNUBBING UNIT

**С.В. Тишкевич<sup>1</sup>, И.А. Котов<sup>1,\*</sup>, А.В. Жуков<sup>1</sup>, С.В. Зименков<sup>1</sup>, Д.А. Григоренко<sup>1</sup>,  
А.А. Постнов<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Группа компаний «Газпром нефть», РФ, Санкт-Петербург, Ханты-Мансийск

<sup>2</sup>ООО «Консолидейтед Сервисиз», РФ, Москва

**Электронный адрес:** ProNeft@gazprom-neft.ru

**Введение.** В условиях нестабильных цен на нефть сокращение издержек становится критически важным. Новые технологии позволяют проводить ремонт скважин быстрее, безопаснее и дешевле, без потерь добычи. Революция в скважинном ремонте наступила: от механизации к автономным системам. Современные вызовы требуют новых решений, «Газпром нефть» старается строго следовать этому тренду и внедрять современные роботизированные комплексы. Ценность модели в совокупности с техническими решениями позволяет наращивать капитализацию компании в режиме реального времени.

**Цель.** Главный технологический вызов — это проведение работ на скважинах с аномальными условиями по пластовым давлениям без глушения. Опробование новых подходов и применение высокотехнологичной установки для текущего и капитального ремонта скважин.

**Материалы и методы.** На текущий момент опробованы разные технологические решения и определены подходы к каждому типу скважин, позволяющие регулировать технологический процесс. Однако работа со скважинами с аномальными пластовыми давлениями требует иных, высокотехнологичных методов. Глушение скважин — первый подготовительный этап перед началом цикла «жизни» скважины или уже в процессе добычи перед плановыми ремонтами и одна из самых дорогих статей затрат ввиду особенностей продуктивного горизонта — аномально высоких или низких пластовых давлений. В данной статье предложен к рассмотрению материал о перспективной мобильной установке для ремонта скважин под давлением без проведения глушения.

**Результаты.** При опробовании и испытании установки в условиях Крайнего Севера в скважинах с аномальными пластовыми давлениями наблюдается положительная тенденция в снижении времени на ремонт. Коэффициент производительного времени находится на уровне 90%, кроме того, отмечается потенциал в достижении минимальной отметки непроизводительного времени. Предложенный метод ремонта скважин позволит снизить число инцидентов HSE (Здоровье, Безопасность и Окружающая среда), сократить риски газонефтеводопроявлений.

**Заключение.** Новую высокотехнологичную мобильную установку Snubbing Unit можно отнести к прорывной технологии по ремонту скважин в Российской Федерации, с потенциалом сокращения затрат на глушение скважин до 100%.

**Ключевые слова:** текущий и капитальный ремонт скважин, глушение, аномально высокие пластовые давления, опытно-промышленные испытания, Snubbing Unit, нефть и газ

**Конфликт интересов:** авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

**Для цитирования:** Тишкевич С.В., Котов И.А., Жуков А.В., Зименков С.В., Григоренко Д.А., Постнов А.А. Подведение промежуточных итогов опытно-промышленных испытаний высокотехнологичной установки Snubbing unit. ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2025;10(4):126–131. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-4-126-131>

*Статья поступила в редакцию 30.09.2025*

*Принята к публикации 23.10.2025*

*Опубликована 26.12.2025*

SUMMING UP THE INTERIM RESULTS OF THE PILOT INDUSTRIAL TESTS OF THE HIGH-TECH  
SNUBBING UNIT

**Sergey V. Tishkevich<sup>1</sup>, Ivan A. Kotov<sup>1,\*</sup>, Alexander V. Zhukov<sup>1</sup>, Sergey V. Zimenkov<sup>1</sup>,  
Dmitry A. Grigorenko<sup>1</sup>, Anton A. Postnov<sup>2</sup>**

<sup>1</sup>Gazprom oil company group, RF, Saint-Petersburg, Khanty-Mansiysk

<sup>2</sup>Consolidated Services, RF, Moscow

**E-mail:** ProNeft@gazprom-neft.ru

**Introduction.** In the context of unstable oil prices, cost reduction has become critical. New technologies allow for faster, safer, and cheaper well repair without production losses. The revolution in well repair has arrived: from mechanization to autonomous systems. Modern challenges require new solutions, and we strive to follow this trend by implementing advanced robotic systems. The value of the model, combined with technical solutions, allows us to increase the company's capitalization in real-time.

**Aim.** The main technological challenge is to perform work on wells with abnormal reservoir pressures without killing them. Testing new approaches and using high-tech equipment for routine and major well repairs.

**Materials and methods.** At the moment, various technological solutions have been tested, and approaches have been identified for each type of well, allowing for the regulation of the technological process. However, working with wells with abnormal reservoir pressures requires different, high-tech methods. Well killing is the first preparatory step before the start of the well's "life" cycle or during the production process before scheduled repairs, and it is one of the most expensive expenses due to the specific features of the productive horizon, such as abnormally high or low reservoir pressures. This article presents a promising mobile installation for repairing wells under pressure without the need for killing.

**Results.** During the testing and evaluation of the installation in the Far North, there has been a positive trend in reducing the repair time in wells with abnormal reservoir pressures. The productive time ratio is at 90%, and there is potential to achieve a minimum level of unproductive time. The proposed method of well repair will help reduce the number of HSE (Health, Safety, and Environment) incidents and mitigate the risks of gas and oil spills.

**Conclusion.** The new high-tech mobile Snubbing Unit can be considered a breakthrough technology for well repair in the Russian Federation, with the potential to reduce well killing costs by up to 100%.

**Keywords:** kill-fluid, jamming, routine and major well repairs, abnormally high reservoir pressures, pilot tests, Snubbing Unit, oil and gas

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

**For citation:** Tishkevich S.V., Kotov I.A., Zhukov A.V., Zimenkov S.V., Grigorenko D.A., Postnov A.A. Summing up the interim results of the pilot industrial tests of the high-tech Snubbing Unit. PRONEFT. Professionally about oil. 2025;10(4):126–131. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2025-10-4-126-131>

*Manuscript received 30.09.2025*

*Accepted 23.10.2025*

*Published 26.12.2025*

## ВВЕДЕНИЕ

Идея snubbing (спуск или подъём труб в скважину под давлением) была разработана в 1929 году Гербертом С. Отисом. Первоначально установка полагалась на работу подъёмного агрегата и для контроля движения труб использовали кабели и шкивы. Но уже в 1960 году учёные и инженеры-конструкторы нефтегазовой отрасли доработали идею Герберта С. Отиса и приблизились к результату универсальной установки для ремонта скважин, в конструкцию добавили гидравлический домкрат, что позволило оператору контролировать спуск и подъём труб, создав первый автономный модульный узел. Таким образом, непрерывный процесс ремонта стал значительно проще. Также с применением данной установки появились дополнительные возможности, с помощью которых решается ряд задач:

- высокие рабочие нагрузки (толкающая 54 тонны, тяга 110 тонн, возможно обеспечить работу установки в диапазоне от 80 до 300 тонн) и с возможностью обеспечения ПВО (противовыбросовым оборудованием) на давление до 700 атм;
- возможность вращения колонны под давлением (в отличие от coiled tubing);
- снижение общей стоимости услуг (меньше персонала и времени на монтаж);
- компактность (вертикальный монтаж);
- глушение скважин не обязательно;
- извлечение аварийных труб за счёт силового тягового усилия.

Современные технологии стремительно развиваются, и нефтяная отрасль активно адаптирует передовые решения для повышения эффективности и безопасности. «Газпром нефть» делает ставку на инновации и технологичность, и проект внедрения установки Snubbing Unit является важным шагом в этих направлениях. Данная статья позволит рассмотреть результаты применения высокотехнологичной установки Snubbing Unit на активах компании и в дальнейшем реализовать технологию в других дочерних обществах компании [2].

**НА ПРИМЕРЕ АКТИВОВ ГРУППЫ КОМПАНИИ «ГАЗПРОМ НЕФТЬ», РАСПОЛАГАЮЩИХСЯ В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА, ПОКАЗАНО ПРИМЕНЕНИЕ ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНОЙ УСТАНОВКИ SNUBBING UNIT, КОТОРАЯ ПОЗВОЛЯЕТ СУЩЕСТВЕННО СОКРАТИТЬ ВРЕМЯ И ЗАТРАТЫ НА РЕМОНТ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН.**

## ЦЕЛИ

Целью статьи является описание результатов от применения установки Snubbing Unit. Проект направлен на решение технологических вызовов, связанных с эксплуатацией сложных скважин, и повышение операционной эффективности при соблюдении высочайших стандартов экологической и промышленной безопасности.

## МАТЕРИАЛЫ И МЕТОДЫ

На текущий момент опробованы разные технологические решения и определены подходы к каждому типу скважин, позволяющие регулировать технологический процесс. Однако при работе со скважинами с аномальными условиями возникают дополнительные технологические сложности, и это требует применения высокотехнологичных методов [1]. В данной статье предложен к рассмотрению материал о результатах работы мобильной установки для ремонта скважин под давлением без проведения глушения.

Рассмотрим пример основного узла установки Snubbing Unit (рис. 1).

На рис. 1 изображены основные узлы, позволяющие выполнять спускоподъёмные операции в полуавтоматическом режиме. Установка характеризуется модульным дизайном, в котором основной блок, мачта и блок превенторов имеют блочно-рамное

исполнение для облегчения логистики, в том числе и в труднодоступных регионах. Телескопическая мачта может быть выдвинута на необходимую высоту.

Принцип работы Snubbing Unit заключается в использовании силовых гидравлических цилиндров для спуска и подъема труб под давлением. Оснащенность двойными превенторами создает дополнительный барьер для контроля устья скважины, что имеет преимущество при традиционном ремонте скважин в аномальных условиях. Установкой Snubbing Unit возможно проводить работы с насосно-компрессорными трубами или бурильными трубами без глушения скважин. По итогам работы отмечены дополнительные факторы эффективности:

- безопасность — минимизация рисков выбросов, за счёт сдвоенной противовыбросовой системы;
- экономия времени — не требует глушения скважины, так как ремонты выполняются

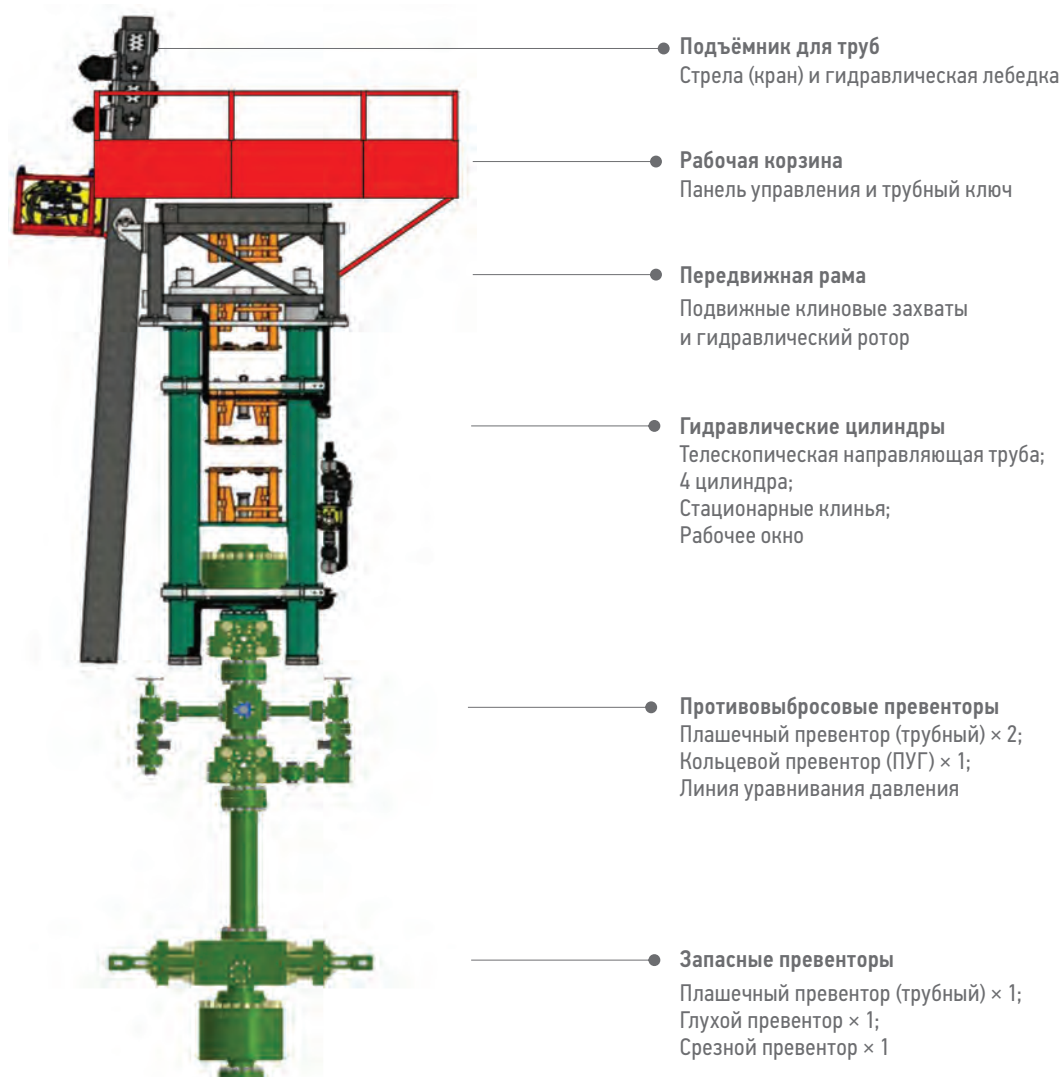


Рис. 1. Оборудование установки Snubbing Unit. Составлено И.А. Котовым  
Fig. 1. Equipment of the Snubbing Unit installation. Prepared by I.A. Kotov

с герметизированным устьем под давлением, которое контролируется на поверхности;

- гибкость — может работать на горизонтальных и сложных скважинах.

Установка Snubbing Unit укомплектована силовым агрегатом, размещённым в утеплённом контейнере, что позволяет выполнять работы в условиях Крайнего Севера.

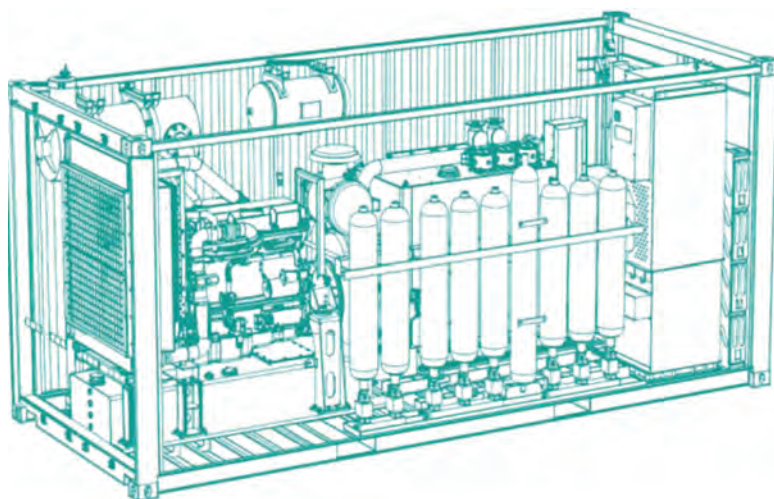
Схематичный пример контейнера с установкой силового агрегата показан на **рис. 2**.

На **рис. 2** изображён силовой агрегат: контейнер с двигателем мощностью 540 лошадиных сил, топливным баком, воздушным компрессором и накопителем, все размещено внутри утеплённого контейнера.

В условиях Крайнего Севера на месторождениях «Газпром нефти» выполнено 10 успешных работ с применением высокотехнологичной установки Snubbing Unit, при этом наблюдается положительная динамика к достижению целевых ориентиров компании и снижению к минимальному порогу непроизводительного времени [3].

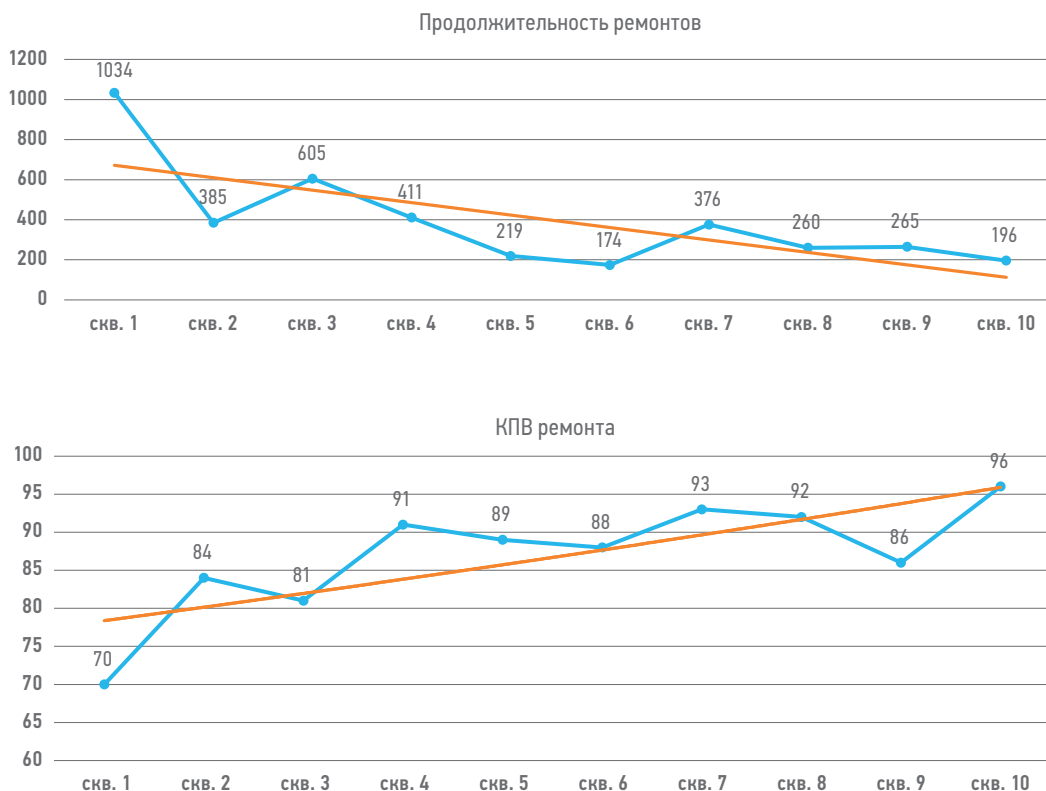
Рассмотрим анализ выполнения работ с применением высокотехнологичной установки Snubbing Unit (**рис. 3**).

На **рис. 3** изображен анализ выполненных ремонтов с раскладкой по производительному



**Рис. 2.** Силовой агрегат. Составлено И.А. Котовым  
**Fig. 2.** Power unit. Prepared by I.A. Kotov

времени относительно к каждой скважине с применением высокотехнологичной установки Snubbing Unit. На первых скважинах можно наблюдать превышение времени на проведение работ, что обусловлено донстройкой оборудования, опробованием нового подхода к проведению работ, адаптацией установки, а также обучением персонала, так как специфика работ на объектах повышенной опасности «Газпром нефть» требует высокого уровня подготовки и квалификации,



**Рис. 3.** Продолжительность ремонтов и коэффициент производительного времени. Составлено авторами  
**Fig. 3.** Duration of in-well repairs and production time ratio. Prepared by the authors

**Таблица 1.** Сравнительный анализ затрат на ремонт скважины. Составлено авторами  
**Table 1.** Comparative analysis of well repair costs. Compiled by the authors

Показатель	ТКРС (текущий и капитальный ремонт скважин)	Снаббинг	Разница в %
<b>Ремонт скважин</b>			
Количество ремонтов	8	8	0
Средняя продолжительность ремонта, час.	228	200	12,3
Продолжительность работ (8 скв.), час.	1 824	1 600	12,3
<b>ТЖГ (тяжёлая жидкость глушения)</b>			
Применение ТЖГ (да/нет)	1	0	0
<b>Подготовительные работы, организация разрядки, затраты ППН (пункт подготовки нефти)</b>			
Разрядка скв. (да/нет)	1	0	0
<b>Пробки</b>			
Применение пробок, шт.	0	1	1
Удельно снижение затрат на скважину от традиционного ТКРС в %	100	94	6,04

следовательно, персонал бригады Snubbing Unit ООО «Консолидейтед Сервисиз» прошёл переподготовку в соответствии с требованиями Заказчика. Однако наблюдается положительная динамика снижения времени на ремонт. Коэффициент производительного времени находится на уровне в среднем 90–96%, в перспективе достижение стабильных 95–97%.

По итогу завершения программы опытно-промышленных испытаний на 8 скважинах выполнен анализ проведения работ и представлен в **таблице 1**, где отмечается прямой положительный эффект по ряду факторов по усреднённым показателям на 1 скважину:

- сокращена продолжительность ремонтов на 12,3%;
- сокращены затраты на глушение скважин на 100%;
- сокращена стоимость затрат удельно на 1 скважину на 6,04%.

## РЕЗУЛЬТАТЫ

Получены новые компетенции при работе с высокотехнологичной установкой Snubbing Unit. Определен потенциал к достижению максимума в сокращении непроизводительного времени. Наблюдается тенденция сокращения продолжительности работ. Исключены затраты на глушение скважин тяжёлым раствором.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполненных опытно-промышленных испытаний на 8 скважинах определён потенциал к достижению целевых ориентиров. Необходимо разработать методику оценки КПЭ к применяемым установкам и приступить к следующему этапу наработки компетенций.

### Список литературы

1. Юшин Е.С. Техника и технология текущего и капитального ремонта нефтяных и газовых скважин на суше и на море. Учебное пособие. Минобрнауки России. Ухта: Ухтинский государственный технический университет (УГТУ), 2020 г. С. 10–127.
2. Техника и технологии для работы на скважинах под давлением без глушения. Jereh Group.
3. Нарботки и опыт применения установки Snubbing Unit ООО «Консолидейтед Сервисиз» и ПАО «Газпром нефть».

### References

1. Yushin E.S. Equipment and technology of current and capital repairs of oil and gas wells on land and at sea. Training manual. Ministry of Education and Science of the Russian Federation. Ukhta: Ukhta State Technical University, 2020. P. 10–127.
2. Equipment and technologies for working on wells under pressure without jamming.
3. Achievements and experience in using the Snubbing Unit by Consolidated Services LLC and Gazprom Neft PJSC.

## ВКЛАД АВТОРОВ / AUTHOR CONTRIBUTIONS

**И.А. Котов** — разработал концепцию статьи, подготовил текст статьи, принимал участие в производственном анализе продолжительности работ.

**С.В. Тишкевич** — принял активное участие в организации и координации работ.

**А.В. Жуков** — подготовил тезисы и критерии для статьи, подготовил сравнительный анализ выполненных работ.

**С.В. Зименков** — подготовил внутреннюю экспертизу статьи.

**Д.А. Григоренко** — оказал экспертную поддержку при подготовке расчетов нагрузок на устье скважины. Также подготовил обоснование внесения изменений в Правила безопасности на объектах добычи нефти и газа (ПБНИГП) с целью включения в них положений, регламентирующих работу с использованием высокотехнологичной установки Snubbing Unit.

**А.А. Постнов** — оказал экспертную поддержку в области применения высокотехнологичной установки Snubbing Unit, построения графики факторного анализа.

**Ivan A. Kotov** — developed the concept of the article, prepared the text of the article, and participated in the production analysis of the duration of the work.

**Sergey V. Tishkevich** — took an active part in organizing and coordinating the work.

**Alexander V. Zhukov** — prepared the abstract and criteria for the article, prepared a comparative analysis of the work performed.

**Sergey V. Zimenkov** — prepared an internal examination of the article.

**Dmitry A. Grigorenko** — provided expert support in preparing calculations of wellhead loads. He also prepared the justification for amending the Safety Rules for Oil and Gas Production Facilities (PBNGP) to include regulations governing operations using high-tech Snubbing Units.

**Anton A. Postnov** — provided expert support in the field of using a high-tech Snubbing Unit, plotting factor analysis.

## СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРАХ / INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

**Иван Александрович Котов\*** — руководитель программ по внутрискважинным работам, Группа компаний «Газпром нефть»  
190121, Россия, г. Санкт-Петербург,  
ул. Почтамтская, д. 3–5.  
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

**Сергей Викторович Тишкевич** — директор программ внутрискважинных работ, Группа компаний «Газпром нефть»

**Александр Владимирович Жуков** — руководитель по развитию внутрискважинных работ, Группа компаний «Газпром нефть»

**Сергей Владимирович Зименков** — эксперт центра компетенций по технологиям строительства и ремонта скважин, Группа компаний «Газпром нефть»

**Дмитрий Андреевич Григоренко** — руководитель программ по технологиям строительства и ремонта скважин, Группа компаний «Газпром нефть»

**Антон Александрович Постнов** — генеральный директор, ООО «Консолидейтед Сервисиз»

**Ivan A. Kotov\*** — Head of In-Well Operations Programs, Gazprom нефт company group  
3–5, Pochtamtskaya str., 190121,  
Saint Petersburg, Russia.  
e-mail: ProNeft@gazprom-neft.ru

**Sergey V. Tishkevich** — Director of In-Well Operations Programs, Gazprom нефт company group

**Alexander V. Zhukov** — Head of In-Well Work Development, Gazprom нефт company group

**Sergey V. Zimenkov** — Expert on current and major well repairs, Gazprom нефт company group

**Dmitry A. Grigorenko** — Head of In-Well Operations Programs, Gazprom нефт company group

**Anton A. Postnov** — General manager, Consolidated Services

\* Автор, ответственный за переписку / Corresponding author