

УДК 622.244.442

DOI: 10.31660/0445-0108-2023-5-107-116

Сокращение затрат при строительстве горизонтальных скважин за счет оптимизации рецептуры полимерхлоркалийевых буровых растворов и их повторного применения

**М. М. Фаттахов^{1, 2}, Э. В. Бабушкин^{1, 2}, М. Г. Буянова²,
В. Г. Ваулин², Т. Б. Садыков², А. Д. Шалыпина^{1, 2*}**

¹Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

²Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, Тюмень, Россия

*adelya.shalyapina@lukoil.com

Аннотация. В настоящее время актуальной задачей при строительстве нефтяных и газовых скважин является оптимизация затрат на различные технологические процессы, в том числе и на промывочные жидкости. В статье рассмотрены технологические решения по снижению содержания основного ингибитора гидратации глинистых пород — хлорида калия — в рецептуре бурового раствора для бурения горизонтальных скважин, а также показана возможность повторного использования промывочной жидкости, оставшейся после бурения транспортной секции. В связи с тем, что интервал горизонтального участка скважин представлен преимущественно песчаником, актуальным является оптимизация состава бурового раствора с целью снижения расхода применяемых реагентов-ингибиторов. Повторное применение отработанных буровых растворов при строительстве горизонтальных скважин позволяет сократить расход многотоннажного компонента, не ухудшая технологичности применяемой промывочной жидкости. Внедрение рассматриваемых мероприятий позволяет получить экономический эффект за счет сокращения затрат на приготовление бурового раствора, а также уменьшить объемы образующихся отходов бурения.

Ключевые слова: буровые растворы, повторное применение бурового раствора, дебит, ингибирование, ингибирующие свойства бурового раствора,

Для цитирования: Сокращение затрат при строительстве горизонтальных скважин за счет оптимизации рецептуры полимерхлоркалийевых буровых растворов и их повторного применения / М. М. Фаттахов, Э. В. Бабушкин, М. Г. Буянова [и др.]. – DOI 10.31660/0445-0108-2023-5-107-116 // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2023. – № 5. – С. 107–116.

Cost reduction in the construction of horizontal wells by optimizing the polymer-chloride drilling mud and its reuse

**Marsel M. Fattahov^{1, 2}, Eduard V. Babushkin^{1, 2}, Marina G. Buyanova²,
Vladimir G. Vaulin², Timur B. Sadykov², Adelya D. Shalyapina^{1, 2*}**

¹Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

²KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC in Tyumen, Tyumen, Russia

*adelya.shalyapina@lukoil.com

Abstract. One of the key tasks in oil and gas well development today is to optimize the cost of various technical processes, including the preparation of drilling muds. The article explores technological remedies to decrease the concentration of potassium chloride, which is the main inhibitor of the hydration of clay rocks, in the composition of drilling mud used for horizontal well drilling. Additionally, it was demonstrated that the drilling mud left after the initial drilling of the productive formation could be reused. Due to the fact that the interval of the horizontal section of wells is represented mainly by sandstone, the composition of the drilling mud must be refined so that the use of inhibitor reagents can be reduced. Reuse of spent drilling muds in the construction of horizontal wells reduces the consumption of multi-tonnage components without impairing the processability of the flushing fluid used. The implementation of this approach will enable the achievement of economic benefits through a reduction in expenses for the preparation of drilling mud and in the amount of drilling waste generated.

Keywords: drilling muds, reuse of drilling mud, flow rate, inhibition, inhibiting properties of drilling mud

For citation: Fattahov, M. M., Babushkin, E. V., Buyanova, M. G., Vaulin, V. G., Sadykov, T. B., & Shalyapina, A. D. (2023). Cost reduction in the construction of horizontal wells by optimizing the polymer-chloride drilling mud and its reuse. *Oil and Gas Studies*, (5), pp. 107-116. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2023-5-107-116

Введение

В современных макроэкономических и геополитических реалиях актуальной задачей при строительстве нефтяных и газовых скважин является оптимизация затрат, в том числе и на буровые растворы¹. На месторождениях Западной Сибири в сложных геолого-технологических условиях применяются буровые промывочные жидкости на минерализованной основе. Одним из ключевых компонентов такого бурового раствора является хлорид калия, служащий утяжелителем и ингибитором гидратации глин. Данный реагент вследствие изоморфных замещений тетраэдрических и октаэдрических сеток кристаллической решетки глинистых пород позволяет минимизировать гидратационные процессы в среде «буровой раствор — горная порода» [1–3]. Содержание хлорида калия в буровом растворе в зависимости от необходимой плотности и ингибирующей способности составляет 60 кг/м³ и более. В связи ростом цен на химические реагенты исследована возможность оптимизации рецептуры полимерхлоркалийевого бурового раствора с целью сокращения расхода данного многотоннажного реагента.

В таблице 1 представлены компонентные составы исследованных буровых растворов. Технологические параметры оценивались в соответствии с требованиями² и приведены в таблице 2.

¹ Указ Президента Российской Федерации от 19 апреля 2017 года № 176 «О Стратегии экологической безопасности Российской Федерации на период до 2025 года» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.kremlin.ru/acts/bank/41879>.

² ISO 10414-1:2008. Нефтяная и газовая промышленность. Контроль буровых растворов в промысловых условиях. Часть 1. Растворы на водной основе. – М.: Стандартинформ, 2012. – 123 с.

Таблица 1

Данные о компонентном составе исследуемых растворов

Наименование реагента	Содержание, г/л (мл/л)		
	Состав № 1	Состав № 2	Состав № 3
Каустическая сода	2,0	2,0	1,0
Пеногаситель	0,5	0,5	0,5
Ксантановый биополимер	4,5	4,5	4,0
Модифицированный крахмал	25	25	25
Разнофракционный микрокольматант	50	50	50
Смазывающая добавка	(20)	(20)	(20)
Бактерицид	(0,5)	(0,3)	(0,3)
Хлорид калия	–	60	30
Полианионная целлюлоза низковязкая	–	1,7	2,0
Техническая вода	Остальное	Остальное	Остальное

Таблица 2

Технологические параметры сравниваемых составов буровых растворов

Номер состава из таблицы 1	Плотность, г/см ³	ПВ, мПа·с	ДНС, дПа	СНС _{10сек/10мин} , дПа	Φ _{0,7МПа} , см ³	Толщина корки, мм	рН, ед.
Состав № 1	1,05	28	169	33/41	5,2	< 0,5	10,1
Состав № 2	1,08	17	122	43/65	3,8	< 0,5	10,5
Состав № 3	1,06	14	111	41/57	4,0	< 0,5	10,4

Примечание. ПВ — пластическая вязкость; ДНС — динамическое напряжение сдвига; СНС — статическое напряжение сдвига; Φ_{0,7МПа} — показатель фильтрации бурового раствора в поверхностных условиях при 0,7 МПа.

Экспериментальная часть

Для оценки ингибирующих и стабилизирующих свойств проведены исследования на естественном керновом материале, отобранном из неустойчивой покачевско-савуйской глинистой пачки. Необходимо отметить близкие значения «набухания» через 24 ч (с разницей 2,8 %) при содержании хлорида калия 60 и 30 г/л (рис. 1, составы № 2 и № 3).

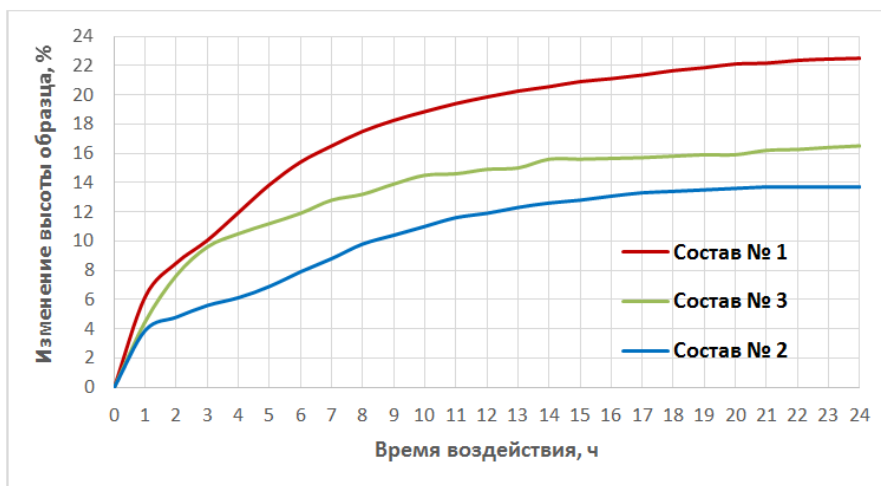


Рис. 1. Сводный график линейного «набухания» под воздействием исследуемых буровых растворов

Прослеживается зависимость прочности керна от содержания хлорида калия (рис. 2).

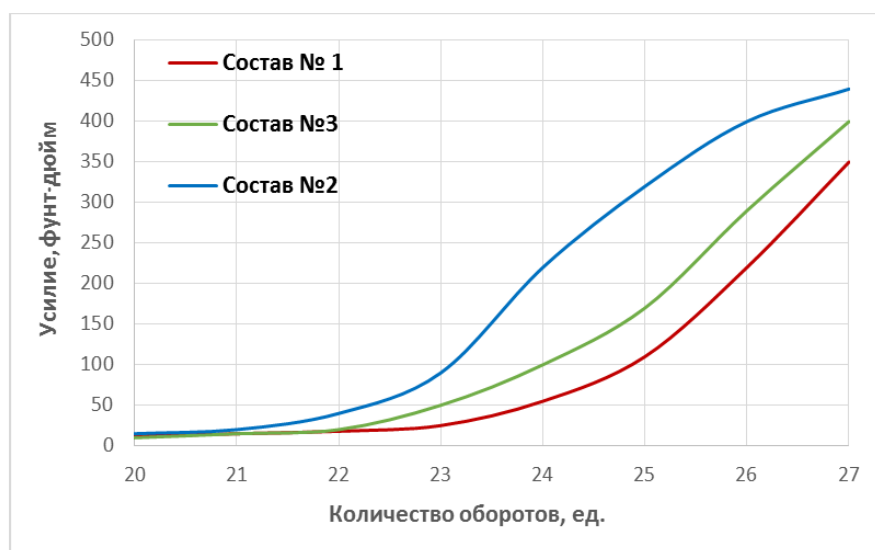


Рис. 2. Сводный график «условной» прочности керна после воздействия исследуемых буровых растворов

Буровые растворы, применяемые для первичного вскрытия продуктивного пласта, должны отвечать определенным требованиям. Одним из критериев показателей качества раствора для первичного вскрытия является восстановление проницаемости продуктивного пласта после фильтрации

бурового раствора. Корпоративными регламентирующими документами для растворов на водной основе установлено значение данного показателя не менее 70 % [4, 5].

Результаты проведенных лабораторных исследований изменения фильтрационно-емкостных свойств керна после воздействия буровых растворов с различным содержанием хлорида калия приведены в таблице 3.

Таблица 3

Результаты исследований буровых растворов на керне

Состав раствора (см. табл. 1)	Репрессия (в динамич./статич. условиях), МПа	Объем отфильтровавшегося раствора (в динамич./статич. условиях), см	Продолжительность фильтрации раствора (в динамич./статич. условиях), мин	Давление отрыва корки, МПа	Коэффициент проницаемости по керосину до воздействия раствора, $10^{-3} \frac{м^2}{мкм}$	Коэффициент проницаемости по керосину после воздействия раствора, $10^{-3} \frac{м^2}{мкм}$	Восстановление проницаемости после фильтрации раствора, %
1	5,0/4,5	24,2/2,4	115,2/221,8	0,201	13,81	8,3	60,1
2	5,0/4,5	3,7/1,37	117,9/237,1	0,107	14,86	10,75	72,3
3	5,0/4,5	3,6/1,3	119,0/191,3	0,08	15,92	11,2	70,1

Примечание. Регламентированное значение восстановления проницаемости ($K_{восст.}$) не менее 70 %.

Результаты

Результаты фильтрационных исследований на керне показывают негативное влияние воздействия бурового раствора № 1, не содержащего хлорид калия, и снижение проницаемости на 40 % от первоначальной.

При моделировании воздействия минерализованных растворов с различными концентрациями хлорида калия (30 и 60 г/л) восстановление проницаемости керна модели соответствует установленным критериям. Данные составы могут быть использованы для вскрытия продуктивных пластов при строительстве горизонтальных скважин.

Для сокращения затрат на строительство скважин также было предложено сохранять часть полимерхлоркалиевого раствора после бурения

секции эксплуатационной колонны и использовать для бурения горизонтального участка секции хвостовика.

Для оценки влияния повторного использования бурового раствора на достижение планового дебита проведены опытно-промышленные работы на 18 скважинах. По результатам испытаний выполнен сравнительный анализ, в котором рассмотрены добывающие скважины с горизонтальным окончанием, пробуренные на соседних месторождениях со следующими технологиями первичного вскрытия пластов:

- со свежеприготовленным раствором (базовая технология, 33 скважины);
- с частичным использованием бурового раствора, оставшегося после бурения предыдущей секции (опытная технология, 18 скважин).

Сопоставление дебитов скважин, вскрытие продуктивного пласта в которых осуществлялось с повторным использованием полимерхлоркалиевого бурового раствора и со свежеприготовленным, приведено на рисунке 3.

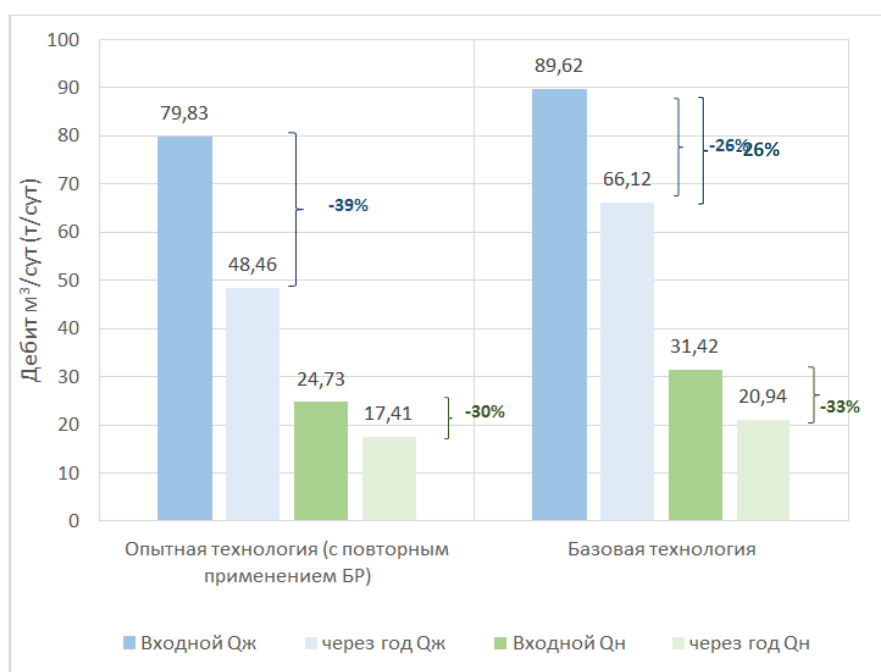


Рис. 3. Динамика дебитов скважин, пробуренных по базовой и опытной технологиям

Анализ динамики изменения среднего дебита (в % от планового) нефти по двум анализируемым группам скважин представлен на рисунке 4. Входной дебит скважин, пробуренных с использованием свежеприготовленного бурового раствора, имеет незначительные отклонения от среднего значения по опытным скважинам, вскрытие пластов в которых осуществлялось с частичным повторным использованием промывочной жидкости,

оставшейся от бурения интервала под эксплуатационную колонну. Сопоставимые значения показателей при установившихся режимах эксплуатации скважин, пробуренных по базовой и опытной технологиям, указывают на возможность применения предложенной технологии первичного вскрытия.

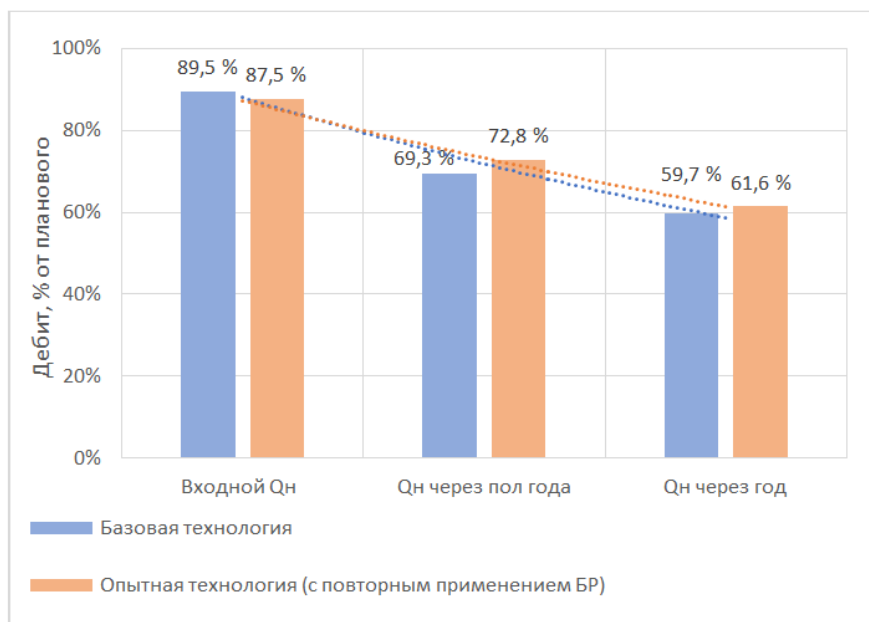


Рис. 4. Динамика изменения среднего дебита скважин

По результатам опытных работ средний объем повторно использованного раствора в интервале бурения под эксплуатационную колонну 178 мм, при бурении под хвостовик 114 мм, составил $\sim 94 \text{ м}^3$. При общем потребном объеме бурового раствора для строительства секции горизонтального участка 250 м^3 экономия, за счет сокращения затрат на материалы и химические реагенты для приготовления раствора, составит порядка 38 %. При расчете эффекта не учтены дополнительная экономия от сокращения объема отходов бурения, а также затраты на дообработку раствора.

Выводы

1. Проведенные лабораторные исследования подтвердили возможность снижения концентрации основного ингибирующего реагента хлорида калия до 30 кг/м^3 и оптимизацию стоимости применяемого бурового раствора.
2. Восстановление проницаемости после воздействия на модель зерна бурового раствора оптимизированной рецептуры составляет 70 %, что позволяет рекомендовать его к применению для вскрытия продуктив-

ных горизонтов при строительстве скважин на месторождениях Западной Сибири.

3. Анализ дебитов скважин, пробуренных в период 2021–2022 гг., свидетельствует о том, что базовая и опытная технологии имеют сопоставимую эффективность.

4. Повторное использование полимерхлоркалиевого бурового раствора при бурении горизонтального участка позволяет получить экономии в среднем 38 % за счет сокращения объема вновь приготавливаемого бурового раствора. Помимо этого, сокращается объем отходов бурения, что способствует снижению негативного воздействия на окружающую среду и затрат на утилизацию.

5. Для повышения технологичности повторного использования бурового раствора и сокращения затрат на дальнейшие обработки необходим контроль очистки бурового раствора с целью снижения плотности и содержания наработанной твердой фазы перед первичным вскрытием продуктивного пласта.

Список источников

1. Осипов, В. И. Глины и их свойства. Состав, строение и формирование свойств / В. И. Осипов, В. Н. Соколов ; Институт геоэкологии им. Е. М. Сергеева РАН, Московский государственный университет им. М. В. Ломоносова. – Москва : ГЕОС, 2013. – 578 с. – Текст : непосредственный.
2. Gray, G. R. Composition and properties of oil well drilling fluids / G. R. Gray, H. C. H. Darley, W. F. Rogers. – 4th edition. – Houston : Gulf Publ., 1980. – 509 p. – Direct text.
3. Техничко-технологические решения по обращению с жидкой фазой отходов бурения в Западной Сибири / Д. Л. Бакиров, Э. В. Бабушкин, А. С. Халимова [и др.]. – DOI 10.30713/0207-2351-2018-10-68-71. – Текст : непосредственный // Нефтепромысловое дело. – 2018. – № 10. – С. 68–71.
4. Рязанов, А. Я. Энциклопедия по буровым растворам / Я. А. Рязанов. – Оренбург : Летопись, 2005. – 662 с. – Текст : непосредственный.
5. Поиск оптимального технологического решения по обращению с буровыми сточными водами, образующимися при бурении скважин, с целью снижения отходов бурения / А. А. Максимов, В. П. Дубяга, С. В. Гребенкин [и др.]. – Текст : непосредственный // Нефть. Газ. Новации. – 2018. – № 6. – С. 69–72.

References

1. Osipov, V. I., & Sokolov, V. N. (2013). Gliny i ikh svoystva. Sostav, stroenie i formirovanie svoystv. Moscow, GEOS Publ., 578 p. (In Russian).
2. Gray, G. R., Darley, H. C. H., & Rogers, W. F. (1980). Composition and properties of oil well drilling fluids. Houston, Gulf Publ., 509 p. (In English).
3. Bakirov, D. L., Babushkin, E. V., Khalimova, A. S., Buyanova, M. G., & Dubyaga, V. P. (2018). Technical-technological solutions for handling the liquid phase of drilling wastes in the Western Siberia. Oilfield Engineering, (10), pp. 68-71. (In Russian). DOI: 10.30713/0207-2351-2018-10-68-71

4. Ryazanov, A. Ya. (2005). Entsiklopediya po burovym rastvoram. Orenburg, Letopis' Publ., 662 p.

5. Maximov, A. A., Dubyaga, V. P., Grebenkin, S. V., Salnikov, K. A., Babushkin, E. V., Buyanova, M. G., & Khalimova, A. S. (2018). Search of optimum process solution in treating drill mud waste water formed during well drilling to reduce the amount of drilling wastes. Neft. Gaz. Novacii, (6), pp. 69-72. (In Russian).

Информация об авторах / Information about the authors

Фаттахов Марсель Масалимович, кандидат технических наук, доцент базовой кафедры филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, Тюменский индустриальный университет, начальник управления технологии строительства скважин, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени

Marsel M. Fattahov, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Basic Department of the KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC in Tyumen, Industrial University of Tyumen, Chief of the Well Technology Department, KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC in Tyumen

Бабушкин Эдуард Валерьевич, кандидат технических наук, доцент базовой кафедры филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, Тюменский индустриальный университет, начальник управления проектирования строительства скважин, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-4854-2223>

Eduard V. Babushkin, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Basic Department of the KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC in Tyumen, Industrial University of Tyumen, Chief of the Well Profile Design Department, KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC in Tyumen, ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-4854-2223>

Буянова Марина Германовна, кандидат технических наук, начальник отдела буровых растворов, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-5316-5699>

Marina G. Buyanova, Candidate of Engineering, Head of Drilling Fluids Department, KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC in Tyumen, ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-5316-5699>

Ваулин Владимир Геннадьевич, главный специалист отдела буровых растворов, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени

Vladimir G. Vaulin, Chief Specialist of Drilling Fluids Department, KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC in Tyumen

Садыков Тимур Бахромович, инженер I-й категории отдела буровых растворов, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени

Timur B. Sadykov, Engineer of the 1st category of Drilling Fluids Department, KogalymNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC in Tyumen

Шаляпина Аделя Данияровна,
аспирант, старший преподаватель ка-
федры бурения нефтяных и газовых
скважин, Тюменский индустриальный
университет, инженер 2-й категории
отдела разработки смет и норм, фили-
ал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «Ко-
галымНИПИнефть» в г. Тюмени,
adelya.shalyapina@lukoil.com, ORCID:
<https://orcid.org/0000-0001-7094-7943>

Adelya D. Shalyapina, Post-
graduate, Senior Lecturer at the De-
partment of Drilling Oil and Gas
Wells, Industrial University of Tyumen,
Engineer of the 2nd category at the De-
partment of Estimates and Standards
Development, Kogalym NIPIneft Branch
of LUKOIL-Engineering LLC in Tyu-
men, adelya.shalyapina@lukoil.com,
ORCID: <https://orcid.org/0000-0001-7094-7943>

Статья поступила в редакцию 07.09.2023; одобрена после рецензирования
04.10.2023; принята к публикации 09.10.2023.

The article was submitted 07.09.2023; approved after reviewing 04.10.2023; accepted
for publication 09.10.2023.