

DOI 10.25689/NP.2018.4.212-224

УДК 622.276.53.054.23:621.67-83

УСТАНОВКА ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА С ПОДЪЕМОМ ПРОДУКЦИИ ПО ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЕ

¹Гарифов К.М., ¹Кадыров А.Х., ¹Глуходед А.В., ¹Рахманов И.Н.,
¹Арчибасов П.С., ²Исмагилов Ф.З., ²Любецкий С.В.

¹Институт «ТатНИПИнефть», ²ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина

ELECTRICAL SUBMERSIBLE CENTRIFUGAL PUMP FOR LIFTING OF WELLSTREAM THROUGH PRODUCTION STRING

¹Garifov K.M., ¹Kadyrov A.Kh., ¹Glukhoded A.V., ¹Rakhmanov I.N.,
¹Archibasov P.S., ²Ismagilov F.Z., ²Lyubetskiy S.V.

¹TatNIPIneft Institute, ²PJSC TATNEFT

E-mail: glukhodedav@tatnipi.ru

Аннотация. Специалистами института «ТатНИПИнефть» компании «Татнефть» разработана насосная установка для подъема продукции скважин без использования насосно-компрессорных труб, снижающая затраты на добычу за счет применения комплекса нового оборудования. Установка осуществляет подъем пластовой жидкости непосредственно по эксплуатационной колонне, позволяет упростить, ускорить и удешевить освоение скважин, проводить ремонты без использования подъемного агрегата и привлечения бригады подземного ремонта скважин или капитального ремонта скважин.

Сама технология беструбной эксплуатации скважины установкой с электроцентробежным насосом была реализована ПАО «Татнефть» на скважине 38031г 303 залежи в НГДУ «Лениногорскнефть».

Суть разработки заключается в том, что на устье скважины устанавливают геофизический подъемник, используемый непосредственно для спуска и подъема электроцентробежного насоса (ЭЦН), и автоматывователь – для намотки силового кабеля УЭЦН. Монтаж ниппеля и ЭЦН производится при помощи подъемного крана. Насосный агрегат в сборе с силовым кабелем спускают в скважину на канате и сажают на пакер.

К преимуществам данной технологии относятся удешевление работ по подземному ремонту скважин при смене насоса, исключение затрат, связанных с заменой и ремонтом насосно-компрессорных труб, снижение вероятности повреждения силового кабеля при спуско-подъемных операциях. Приведенные особенности обеспечивают снижение эксплуатационных затрат.

Увеличение дебита нефти достигается за счет снижения обводненности. Экономический эффект достигается за счет отказа от использования насосно-компрессорных труб и ремонтных бригад.

Ключевые слова: *беструбная эксплуатация скважины, геофизический подъемник, подъемный кран, канат, исключение затрат, снижение обводненности.*

Abstract. This work presents a pumping unit for tubingless well operation developed by research engineers of TatNIPIneft – PJSC TATNEFT. The wellstream is lifted through the production string.

The electrical subsurface centrifugal pump is used for pumping. The technology for tubingless well operation using ESP was originally used in Well No. 38031 by LeninogorskNeft NGDU.

At the wellhead, a logging hoist for tripping of electric submersible pump and automatic winder for winding of ESP feeding cable are installed. A hoisting crane is used to install nipple and ESP. The assembled pumping unit is run in hole on a wireline and is set on a packer.

Among the advantages of the new technology are saving expenses on well servicing, replacement and repair of tubing strings, reduced risk of cable damage while tripping. All these result in OPEX reduction.

Because of water cut reduction oil production is increased. Economic performance of the oil production process is also improved.

Key words: *tubingless well operation, logging hoist, hoisting crane, wireline, cost reduction, decrease of water cut.*

Специалистами института «ТатНИПИнефть» компании «Татнефть» разработана насосная установка для подъема продукции скважин без использования насосно-компрессорных труб (НКТ), снижающая затраты на добычу за счет применения комплекса нового оборудования [1]. Установка осуществляет подъем пластовой жидкости непосредственно по эксплуатационной колонне (ЭК), позволяет упростить, ускорить и удешевить освоение скважин, проводить ремонты без использования подъемного агрегата и привлечения бригады подземного ремонта скважин (ПРС) или капитального ремонта скважин (КРС) [2].

Были рассмотрены ранее известные установки, такие как ЭЦНБ (Б - беструбный). Данные установки спускают в скважину на кабеле-канате, который имеет сплошную двухслойную наружную оплетку из прочных стальных проволок, обвитых вокруг электрического трехжильного кабеля, с помощью которого осуществляется питание ПЭДа. Спускают и поднимают установку с помощью кабельного барабана, расположенного на шасси специально оборудованного тяжелого автомобиля-вездехода (агрегат АПБЭ-1,2 / 8А). Установки ЭЦНБ имеют верхнее расположение электродвигателя [3, 4]. В настоящий момент ни указанный кабель-канат, ни агрегат АПБЭ-1,2/8А не выпускаются изготовителями, в связи с этим было разработано описанное в статье оборудование.

Суть разработки заключается в том, что на устье скважины устанавливают геофизический подъемник, используемый непосредственно для спуска и подъема электроцентробежного насоса (ЭЦН), и автонаматыватель – для намотки силового кабеля УЭЦН. Монтаж ниппеля и ЭЦН производится при помощи подъемного крана. Насосный агрегат в сборе с силовым кабелем спускают в скважину на канате и сажают на пакер.

К преимуществам данной технологии относится удешевление работ по подземному ремонту скважин при смене насоса, исключение затрат, связанных с заменой и ремонтом НКТ, снижение вероятности повреждения кабеля при спуско-подъемных операциях. Приведенные особенности обеспечивают снижение эксплуатационных затрат.

Увеличение дебита нефти достигается за счет снижения обводненности. Экономический эффект достигается за счет отказа от использования НКТ и бригад КРС.

На рис. 1 показана схема установки.

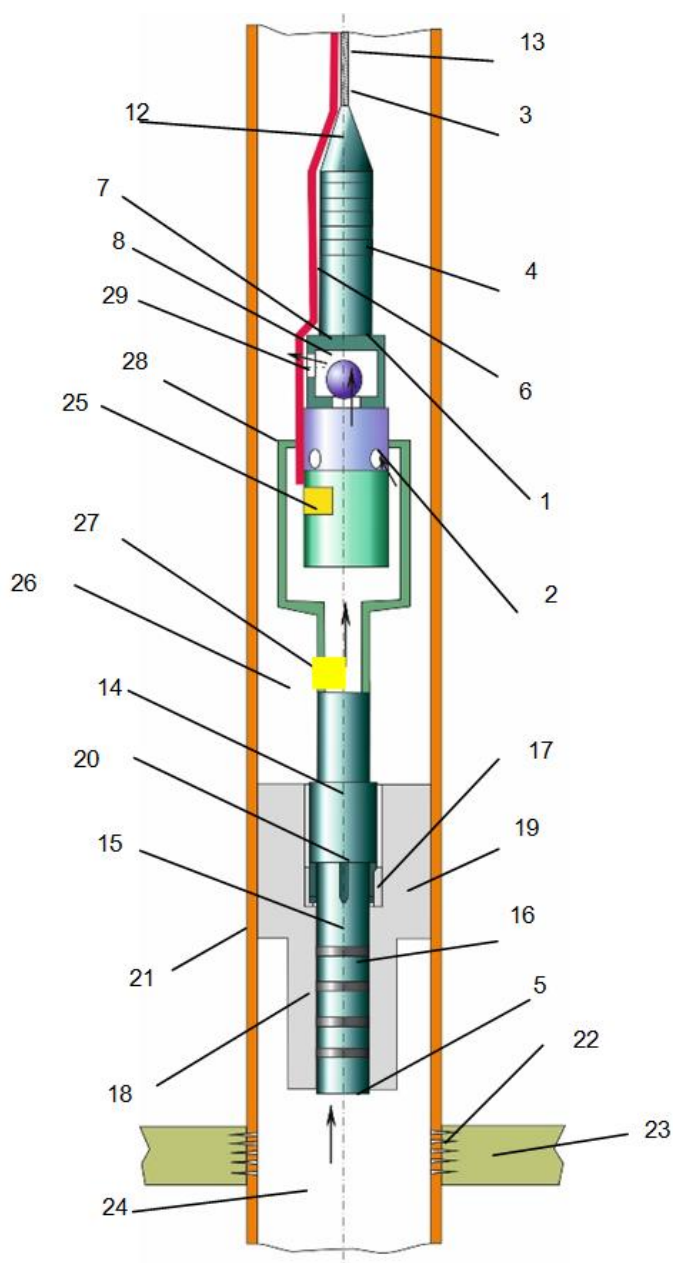


Рис. 1. Схема установки

Установка содержит насос 1 с установленным ниже погружным электродвигателем (ПЭД) 2 и силовым кабелем 3, помещённый в кожух 28, сообщённый снизу с хвостовиком 5.

Над насосом 1 размещен обратный клапан 4, причём корпус 7 клапана 6 выполнен с отверстием 29 и соединён с головкой 12 для каната 13.

К нижнему концу хвостовика 5 присоединён через муфту 14 ниппель 15 с уплотнениями 16 и шпонками 17 в верхней его части.

Ниппель 15 герметично сопряжён с полированной втулкой 18 пакера 19 и упирается нижним торцом муфты 14 в торец ответных шпонок 20 пакера 19, при этом шпонки 20 размещаются между шпонками 17.

Пакер 19 установлен в ЭК 21 выше интервала перфорации 22 продуктивного пласта 23.

Для измерения давления в подпакерном пространстве 24 снаружи ПЭД 2 установлен датчик давления 27.

Работает установка следующим образом.

После монтажа установки её спускают в скважину на канате 13 (Рис. 1) с помощью передвижной лебедки (на рис. 1 не показана), например, каротажного подъёмника, до упора нижнего торца муфты 14 в шпонки 20 предварительно установленного в скважине пакера 19.

При этом ниппель 15 с муфтой 14 входит внутрь полированной втулки 18 и разобщает надпакерное пространство 26 с подпакерным 24.

После этого подачей электрического тока по силовому кабелю 3 на ПЭД 2 запускают установку.

При работе установки продукция пласта 23 через интервал перфорации 22 ЭК 21 поступает в подпакерное пространство 24, далее через ниппель 15, хвостовик 25 и кожух 28, охлаждая ПЭД 2, на вход насоса 1 и перекачивается им через обратный клапан 4 в надпакерное пространство 26 и далее по полости ЭК 21 на устье скважины. При этом датчик давления 25 замеряет давление в подпакерном пространстве 24, т.е. практически забойное давление пласта 23. Давление в надпакерном пространстве, т.е. давление нагнетаемой продукции в полости ЭК 21, контролируется манометром, установленным на устье скважины. При остановках насоса 1 перепад давления удерживает обратный клапан 4. Реактивный момент от ПЭД 2 передается через шпонки 17 на шпонки 20 пакера 19, чем предотвращается вращение установки.

При извлечении установки натяжение каната 13 через головку 12 перемещает непосредственно насос 1 с присоединёнными к нему ПЭД 2 и кожухом 28 вверх и установку с хвостовиком 5 и ниппелем 15 поднимают из скважины.

Таким образом, предлагаемая установка позволяет легко и беспрепятственно извлекать её при необходимости из скважины, измерять необходимое для эксплуатации давление, экономить на колонне лифтовых труб.

Для выполнения задачи спуска установки без применения подъемника специалисты института разработали также компактную мачту-стойку, устанавливаемую непосредственно на устьевой фланец, конструкцию устьевой арматуры, зажимы для предотвращения взаимного перемещения силового кабеля и каната для закрепления каната на устье после спуска установки и стыковки её с пакером.

Мачта-стойка (Рис. 2) содержит вертикальную трубу с двумя шарнирно прикрепленными откосами 2, нижние концы которых закреплены болтами на фланце крестовины. На верхнем конце стойки 1 установлен верхний ролик 3. Оттяжной ролик 4 закреплен непосредственно на фланце. В качестве оттяжного ролика использован обычный ролик, применяющийся при спуске геофизических приборов и перфораторов в скважину. Сбоку от верхнего ролика 3 установлена направляющая ролика 5 для силового кабеля с упором на фланец через тягу 6.

Схема устьевой арматуры показана на рис. 3.

Она, кроме стандартного сальника 1 для вывода силового кабеля 2, содержит упор 3 для зажима 4 грузонесущего каната 5 и колпак 6 для закрытия и герметизации свободного конца каната 5. Отбор продукции, поднимаемой насосом, производится через боковой отвод 7 крестовины 8.

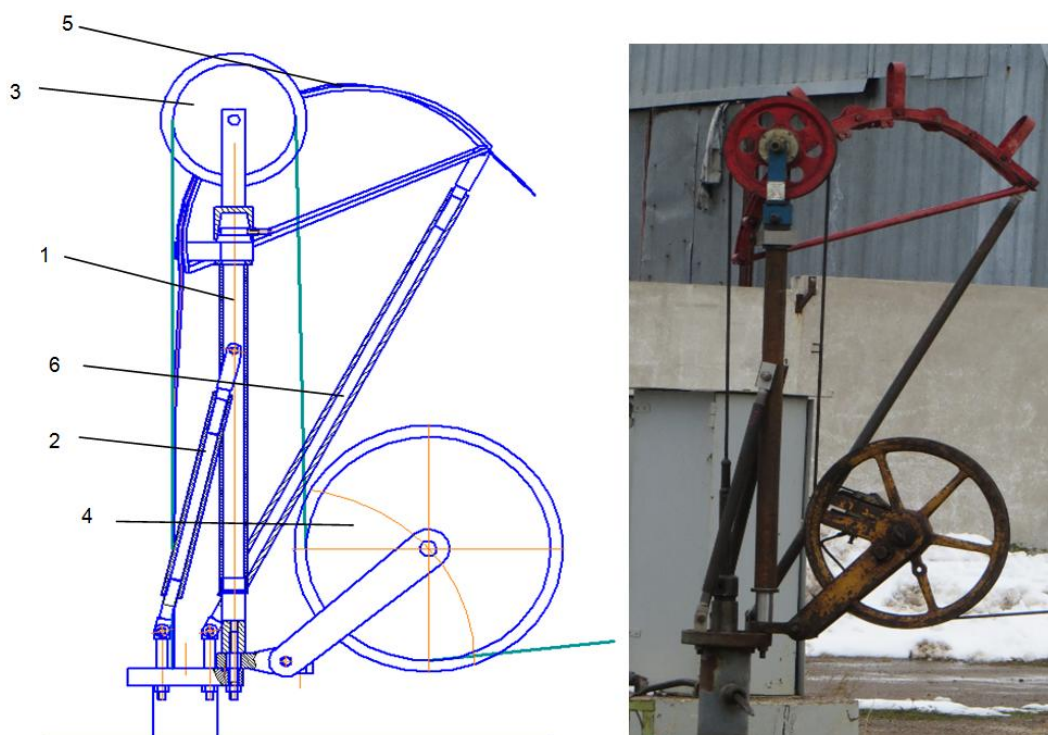


Рис. 2. Мачта-стойка

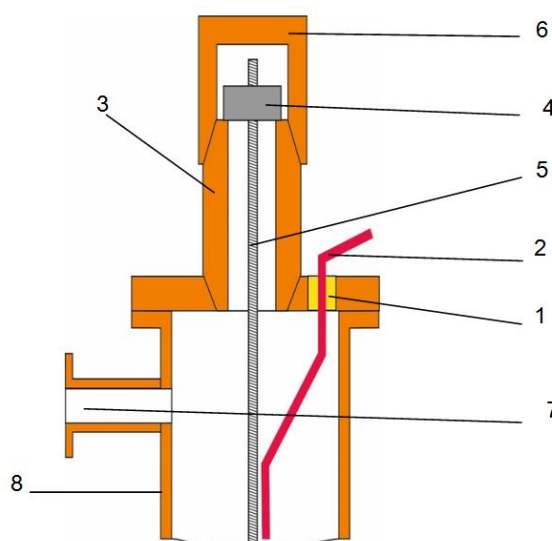


Рис. 3. Схема устьевої арматури

Испытания установки произвели на скважине 38031г НГДУ «Лениногорскнефть», эксплуатирующей башкирский горизонт, с дебитом $110 \text{ м}^3/\text{сут}$ при обводненности 97 % и диаметром ЭК 168 мм. В качестве пакера использовали пакер-гильзу ПГДГРИ-168, установленный на глубине 498 м. В переводнике пакера-гильзы установили шпонки, а ответные выполнили на упорной муфте ниппеля.

Монтаж и сборку УЭЦН [5] на устье скважины производили с помощью подъемного крана (Рис. 4), а спуск в скважину – с помощью геофизического каротажного подъемника ПКС-7 и изготовленной мачты-стойки на геофизическом кабеле КГ1-075-55-90 ОА вместо троса (Рис. 5). Кабель имеет полиэтиленовую оболочку для защиты от коррозии. При этом силовой кабель через каждые 50 м прикрепляли к геофизическому с помощью специально разработанных хомутов (Рис. 6).



Рис. 4. Монтаж ЭЦН



Рис. 5. Спуск ЭЦН



Рис. 6. Хомут

Для упрощения конструкции и облегчения извлечения установки из скважины обратный клапан не устанавливали.

После спуска ЭЦН [6] в скважину произвели стыковку ниппеля с пакером-гильзой, демонтировали стойку-мачту, закрепили с помощью зажима геофизический кабель на устьевом фланце, обрезали оба кабеля. Затем, продев через неё концы кабелей, установили устьевую арматуру. Геофизический кабель, закрепив зажимом 4, закрыли колпаком 6 (Рис. 3), силовой вывели через сальник 1 до станции управления и соединили боковой отвод 7 крестовины 8 с линией сбора. На рис. 7 показана собранная устьевая арматура с отводом в сборную линию [7].



Рис. 7. Устьевая арматура

После этого установка была запущена в эксплуатацию. Установка работала с дебитом $110 \text{ м}^3/\text{сут}$ и обводнённостью 89 %, а до её внедрения скважина работала с таким же дебитом, но обводнённость составляла 97 %.

Произошло уменьшение обводнённости благодаря тому, что пакер и, соответственно, насос были установлены на глубине 498 м, на 418 м выше продуктивного пласта (916 м), происходило отделение нефти от воды и скопление ее под пакером.

Через 6 месяцев эксплуатации было принято решение о подъеме установки.

Подъем осуществляли в обратном порядке: сняли колпак и устьевую арматуру, присоединили конец геофизического кабеля к лебедке подъемного агрегата, а конец силового – на автоматы. Но при натяжении в 4 т произошел обрыв каротажного кабеля, и дальнейшие работы пришлось проводить в аварийном порядке.

По поднятому концу геофизического кабеля и его оторванной части определили, что обрыв произошел из-за коррозии его несущей брони в месте повреждения защитной полиэтиленовой оболочки. Коррозия могла произойти и раньше, до спуска установки, т.к. был использован бывший в употреблении каротажный кабель.

Выводы:

Преимущества разработанной установки:

- исключение затрат, связанных с заменой и ремонтом НКТ;
- более эффективное использование поперечного сечения эксплуатационной колонны;
- уменьшение гидравлических потерь напора жидкости в связи с отсутствием НКТ;
- возможность увеличения габаритов насоса и электродвигателя, что позволяет повысить КПД агрегата;
- снижение металлоемкости установки и стоимости оборудования из-за исключения НКТ: масса оборудования, спускаемого в скважину, уменьшается в 2-3 раза, с 14–18 до 6–6,5 т;
- снижение вероятности повреждения кабеля при спуско-подъемных операциях.
- снижение эксплуатационных затрат;
- увеличение дебита нефти за счет снижения обводненности.

К недостаткам технологии можно отнести:

- канат и силовой кабель по всей длине находятся в жидкости, откачиваемой из скважины;
- узел гидрозащиты, ПЭД и канат подвержены действию более высокого давления на выкидной линии насоса, чем давления межтрубного пространства, как в обычных установках;
- необходимость ликвидации отложений парафина на стенках ЭК и на кабеле.

В целом испытания показали работоспособность и эффективность установки за счет экономии на спуско-подъемных операциях и колонне лифтовых труб. В дальнейшем необходимо использовать более грузоподъемный и желателен коррозионностойкий трос или грузонесущий силовой кабель.

Список литературы

1. Пат. 2614426 Российская Федерация, МПК F 04 D 13/10. Насосная установка для подъема продукции по эксплуатационной колонне [Текст] / Гарифов К.М., Исмагилов Ф.З., Артюхов А.В., Бабичев И.Н., Любецкий С.В., Кадыров А.Х., Глуходед А.В.; заявитель и патентообладатель ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина. – № 2015157449; заявл. 31.12.15; опубл. 28.03.17, Бюл. № 10. Махмудов С.А., Абдузели М.С. Монтаж, обслуживание и ремонт скважинных электронасосов: справ. – М.: Недра, 1995. – 217 с.
2. Справочная книга по добыче нефти / под ред. Ш.К. Гиматудинова. – М.: Недра, 1974. – С. 390-391.
3. Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти: учеб. для вузов. – М.: Недра, 1983. – С. 432-434.
4. Установки погружных центробежных насосов УЭЦНМ и УЭЦНМК. Руководство по эксплуатации УЭЦНМРЭ / ОКБ БН. – М., 1987.
5. ТУ 26-06-1485-96. Насосы погружные центробежные модульные ЭЦНМ, ЭЦНМК, ЭЦНМТ, ЭЦНМКТ: утв. 01.07.1996 / ОАО «Особое конструкторское бюро бесштанговых насосов КОННАС». – М., 1996.
6. ТУ 3631-025-21945400-97. Насосы погружные центробежные для добычи нефти ЭЦНА: утв. 02.12.1997 / ОАО «Альметьевский насосный завод». – Альметьевск, 1997.

Сведения об авторах

Гарифов Камиль Мансурович, доктор технических наук, начальник отдела эксплуатации и ремонта скважин, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, г. Бугульма, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: garifov@tatnipi.ru

Кадыров Альберт Хамзеевич, кандидат технических наук, заведующий лабораторией эксплуатации и ремонта осложненных скважин, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, г. Бугульма, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: kadirov@tatnipi.ru

Глухoded Александр Владимирович, заведующий сектором эксплуатации скважин отдела эксплуатации и ремонта скважин, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, г. Бугульма, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: glukhodedav@tatnipi.ru

Рахманов Илгам Нухович, кандидат технических наук, заведующий сектором ремонта скважин отдела эксплуатации и ремонта скважин, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, г. Бугульма, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: rahmanov@tatnipi.ru

Арчибасов Павел Сергеевич, инженер второй категории отдела эксплуатации и ремонта скважин, институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, г. Бугульма, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: aps@tatnipi.ru

Исмагилов Фанзат Завдатович, начальник управления по ремонту скважин и ПНП, ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, г. Альметьевск, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: ismagilovfz@tatneft.ru

Любецкий Сергей Владимирович, главный инженер – первый заместитель начальника по производству управления по подземному ремонту скважин, ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, г. Альметьевск, Республика Татарстан, Российская Федерация
E-mail: Lyubetskiy@tatneft.ru

Authors

Garifov K.M., Dr.Sc., Head of Well Operation and Workover Department, TatNIPIneft–PJSC TATNEFT, Bugulma, Republic of Tatarstan, Russian Federation
E-mail: garifov@tatnipi.ru

Kadyrov A.Kh., PhD, Head of Laboratory, Well Operation and Workover Department, TatNIPIneft–PJSC TATNEFT, Bugulma, Republic of Tatarstan, Russian Federation
E-mail: kadirov@tatnipi.ru

Glukhoded A.V., Head of Artificial Lift Sector, Well Operation and Workover Department, TatNIPIneft–PJSC TATNEFT, Bugulma, Republic of Tatarstan, Russian Federation
E-mail: glukhodedav@tatnipi.ru

Rakhmanov I.N., PhD, Head of Sector, Well Operation and Workover Department, TatNIPIneft–PJSC TATNEFT, Bugulma, Republic of Tatarstan, Russian Federation
E-mail: rahmanov@tatnipi.ru

Archibasov P.S., Engineer, Well Operation and Workover Department, TatNIPIneft–PJSC TATNEFT, Bugulma, Republic of Tatarstan, Russian Federation
E-mail: aps@tatnipi.ru

Ismagilov F.Z., Head of Workover and EOR Department, PJSC TATNEFT, Almetyevsk, Republic of Tatarstan, Russian Federation
E-mail: ismagilovfz@tatneft.ru

Lyubetskiy S.V., Chief Engineer – First Deputy Head of Operations, Well Servicing Department, PJSC TATNEFT, Almetyevsk, Republic of Tatarstan, Russian Federation
E-mail: Lyubetskiy@tatneft.ru

Гарифов Камиль Мансурович
423236, Российская Федерация, Республика Татарстан,
г. Бугульма, ул. Мусы Джалиля, 32
Тел.: 8(85 594) 7 89 74
E-mail: garifov@tatnipi.ru