

Код МРНТИ 52.47.25

Д.А. Исмаилова, С.А. Заурбеков, *Д.Е. Балгаев, К.С. Заурбеков

Satbayev University (г. Алматы, Казахстан)

ОБЗОР И АНАЛИЗ ОТКАЗОВ СКВАЖИННЫХ ШТАНГОВЫХ НАСОСНЫХ УСТАНОВОК

Аннотация. С ростом срока эксплуатации все большее число нефтяных месторождений переходит на насосную добычу углеводородного сырья. Более половины фонда действующих скважин в мире оснащено скважинными штанговыми насосными установками. В данной статье проведен анализ работы скважинных штанговых насосных установок, который показал, что на первом месте находятся отказы, связанные с обрывом колонны штанг, на втором – отказы, связанные с неисправностью клапанных узлов и на третьем месте отказы из-за негерметичности пары «цилиндр – плунжер». При насосном способе добычи нефти с применением скважинных штанговых насосных установок порядка 15-30% остановок нефтяных скважин на текущий ремонт связаны с их заменой.

Ключевые слова: скважинная штанговая насосная установка, ресурс работы, межремонтный период, анализ отказов, клапанный узел, шариковый клапан, запорный элемент, углубленная посадка, седло, шарик.

Ұңғымалық штангалық сорғы қондырғыларының істен шығуына шолу және талдау

Аңдатпа. Ұңғымалар қорының жартысынан астамы штангалық ұңғымалық сорғы қондырғыларымен жабдықталған. Бұл мақалада штангалық ұңғымалық сорғы қондырғыларының жұмысы талданады және ол бірінші кезекте штангалар бағанының үзілуіне байланысты істен шығулар, екінші орында – клапан түйіндерінің дұрыс жұмыс істеуіне байланысты істен шығулар және үшінші орында «цилиндр – плунжер» жұбының тығыздығына байланысты дұрыс жұмыс істеуі екенін көрсетеді. Мұнайды штангалық ұңғымалық сорғы арқылы өндіру кезінде шамамен 15-30% мұнай ұңғымаларының ағымдағы жөндеуге арналған тоқтаулар штангалық ұңғымалық сорғыны ауыстырумен байланысты болады.

Түйінді сөздер: штангалық ұңғымалық сораптық қондырғысы, қызмет ету мерзімі, жөндеу аралық мерзім, істен шығуды талдау, клапан торабы, шарикті клапан, бекіту элементі, терең отырғызу, еріш, шар.

Review and analysis of failures of borehole rod pumping units

Abstract. With the increase in the service life, an increasing number of oil fields are switching to pumping production of hydrocarbons. More than half of the fund of operating wells in the world is equipped with downhole rod pumping units. This article analyzes the work of downhole rod pumping units, and it shows that in the first place there are failures associated with the breakage of the column of rods, in the second place there are failures associated with the malfunction of valve assemblies and in the third place there are failures due to the non-tightness of the cylinder – plunger pair. During pumping oil production with the use of downhole rod pumping units, about 15-30% of oil well shutdowns for routine repairs are associated with the replacement of downhole rod pumping units.

Key words: downhole rod pumping unit, service life, overhaul period, failure analysis, valve assembly, ball valve, shut-off element, deep fit, saddle, ball.

Введение

В последние годы в Республике Казахстан и мире причиной снижения показателей добычи нефти является то, что имеющиеся в настоящее время мощности и применяемые нефтедобывающими предприятиями технологии не соответствуют изменившейся структуре разведанных запасов.

Возросло число месторождений с высокой выработанностью и обводненностью запасов. Опережающая выработка высокопродуктивных залежей привела к накоплению на балансе низкодебитных объектов. Себестоимость добычи нефти из малодебитных скважин значительно превышает среднепромысловую себестоимость добываемой нефти, поэтому проблема повышения технико-экономических показателей эксплуатации малодебитных скважин остается актуальной и является важной в области техники и технологии добычи нефти.

Характерной особенностью современной нефтедобычи является увеличение в мировой структуре сырьевых ресурсов доли трудноизвлекаемых запасов. Компонентный состав имеющихся в настоящее время скважинных твердых и жидких отложений характеризуется резким увеличением содержания твердых составляющих, гидратов, солей и продуктов коррозии¹.

Основные показатели работы скважинных штанговых насосных установок (СШНУ) – коэффициент наполнения, срок службы штанг и глубинного насоса, межремонтный период – улучшаются при увеличении длины хода плунжера насоса. Поэтому перед разработчиками новой техники для эксплуатации скважин как в нормальных технико-технологических условиях, так и при добыче нефти с аномальными свойствами стоит ответственная задача по созданию СШНУ, способных работать более эффективно.

Общие сведения о добыче нефти с применением СШНУ

Для большинства месторождений в мире характерна поздняя стадия эксплуатации, при которой проводится комплекс технологических и геологических мероприятий для поддержания уровня добычи нефти. Для поддержания пластового давления закачивается подтоварная вода, поэтому значительная доля скважин на данных месторождениях продуцирует высокообводненную нефть с содержанием воды более 90%. При этом значительная часть скважин переходит в категорию малодебитных.

Стратегия разработки месторождений, направленная на интенсификацию добычи нефти, приводит к необходимости увеличения глубины спуска насосов. В таких условиях значительно возрастает перепад давления на рабочих органах насосов, что отрицательно сказывается на коэффициенте полезного действия насосов объемного принципа

¹Уточнение методики интерпретации ГИС для месторождения Узень (13-18 горизонты). – Актау: КазНИПИмұнайгаз, 2016.

²Ишмухаметов Б.Х. Совершенствование штангового скважинного насоса для добычи обводненной нефти из глубоких скважин. / Дисс... канд. техн. наук. – Уфа, 2018.

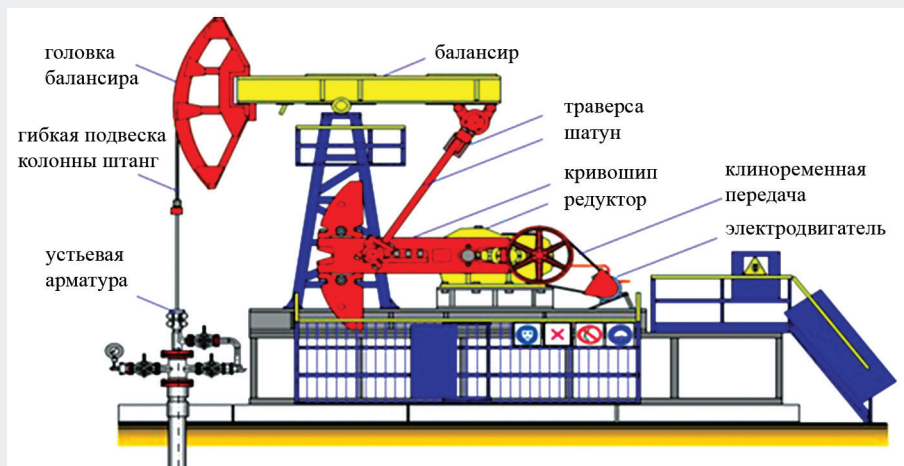


Рис. 1. Скважинная штанговая насосная установка.
Сурет 1. Штангалық ұңғымалық сорғы қондырғысы.
Figure 1. Downhole rod pumping unit.

действия, в которых увеличивается утечка жидкости через плунжерную пару. Утечки возрастают также с уменьшением вязкости жидкости. В отдельных случаях² вязкость высокообводненной нефти может снижаться до 1 МПа·с.

Наибольшую распространенность для эксплуатации таких скважин получил способ добычи нефти с применением скважинных штанговых насосных установок, в которых рабочие органы – плунжер и цилиндр – подвержены износу, что также приводит к росту утечек жидкости в процессе эксплуатации. Все это ведет к необходимости поиска решений по совершенствованию штангового насоса, что позволит повысить подачу насоса и межремонтный период работы скважин в осложненных условиях эксплуатации. Более половины фонда действующих скважин оснащены СШНУ³ (рис. 1).

Разнообразие профилей скважин, состава продукции обуславливает необходимость иметь несколько конструктивных вариантов внутри скважинных элементов оборудования, наиболее приспособленных к условиям эксплуатации, и варианты исполнения этих элементов оборудования, соприкасающихся с продукцией, также

и по применяемым материалам, с тем, чтобы обеспечить их наибольшую износостойкость, коррозионную стойкость и коррозионно-усталостную прочность в условиях воздействия различных сред.

Все виды СШНУ включают три главные взаимосвязанные части: привод, устанавливаемый у устья скважины; плунжерный насос, располагаемый в глубине скважины, и колонну насосных штанг, присоединяемую к приводу, сообщаемую подвижной части насоса возвратно-поступательное движение, и этим приводящую его в действие.

В качестве привода СШНУ в нашей стране и за рубежом наиболее широко применяются балансирные станки-качалки, состоящие из редуктора и сдвоенного четырехзвенного шарнирного механизма, преобразующего вращательное движение кривошипов в поступательное движение балансира, к дуге головки которого с помощью гибкого звена – канатной подвески – подсоединен устьевой шток с прикрепленной к нему колонной насосных штанг.

Принцип действия погружного штангового насоса (рис. 2) заключается в следующем: при ходе поршня 3 в цилиндре 6 вверх открывается всасывающий шариковый клапан 1 и закрывается

шариковый клапан 2, что обеспечивает поступление жидкости в цилиндр насоса, а также подъем жидкости на поверхность. При ходе поршня вниз закрывается клапан 1 и открывается клапан 2. Происходит подача жидкости в надплунжерное пространство. Далее процесс повторяется⁴.

Основные причины, влияющие на эффективность работы скважинных штанговых насосов

Эффективность насосной добычи во многом обусловлена условиями сокращения расходов на обслуживание, правильным подбором и приобретением промышленного оборудования, в первую очередь, глубинных насосов, насосно-компрессорных труб, насосных штанг, т. к. они подвержены наибольшему износу, от их состояния зависит подача штанговой насосной установки⁵.

В целом ряде работ отмечается тенденция к снижению срока службы насосов, обусловленному ухудшением условий их эксплуатации,

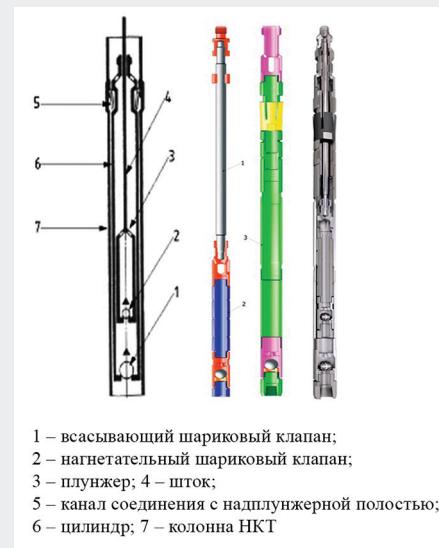


Рис. 2. Устройство скважинного штангового насоса.
Сурет 2. Штангалық ұңғымалық сорғы құрылғысы.
Figure 2. The device of the borehole rod pump.

³Жук Е., Шимчак П.Д. Откачали! Российские производители УЭЦН преодолели кризис. / Oil & Gas Eurasia. – 2010. [электронный ресурс]

⁴Gao Q., Sun S., Liu J. Fault diagnosis of suck rod pumping system via extreme learning machines. / IEEE International Conference on Cyber Technology in Automation, Control, and Intelligent Systems. – 2015. [электронный ресурс]

⁵Бахтизин Р.Н., Уразаков К.Р., Топольников А.С., Азизов А.М., Комков А.Г., Ишмухаметов Б.Х. Добыча нефти штанговыми установками в осложненных условиях: монография. – Уфа: УГНТУ, 2016. – 172 с.

что связано с увеличением глубин спуска скважинных штанговых насосов, прогрессирующей обводненностью продукции скважин, усилением коррозионных свойств откачиваемой жидкости и целым рядом других факторов.

Основные причины отказов подземного оборудования на примере месторождения Узень приведены на рис. 3.

Основными причинами отказа являются негерметичные насосно-компрессорные трубы – 33% (3113 рем.), механические примеси – 28%

(2641 рем.), заклинивание насосов – 12% (1101 рем.), обрыв – 9% (887 рем.) и отворот штанг – 7% (694 рем.). Эксплуатация скважин также осложнена другими причинами подземного ремонта скважин, доля которых от объема общих осложнений составила 12%: это влияние асфальтосмолопарафиновых отложений – 8% (724 рем.), отложение солей – 2% (201 рем.) и износ насоса – 2% (182 рем.). Всего за 2020 г. было проведено 9543 ремонта подземного оборудования.

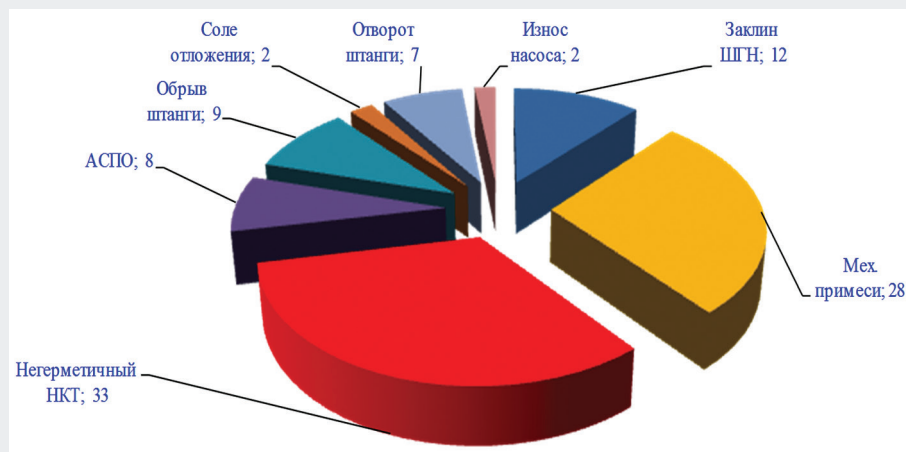


Рис. 3. Основные причины отказов подземного оборудования.
Сурет 3. Жерасты жабдықтарының істен шығуының негізгі себептері.
Figure 3. The main causes of underground equipment failures.

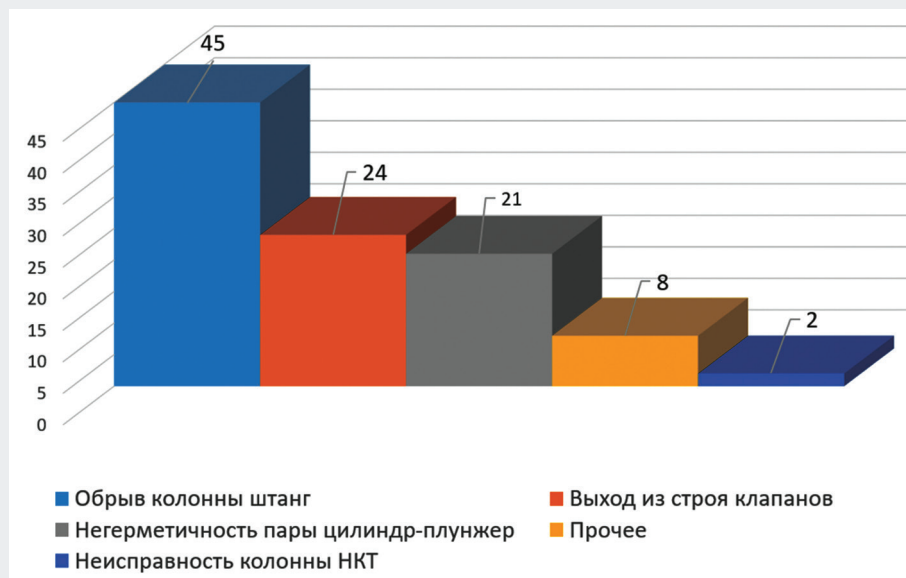


Рис. 4. Причины отказов штанговых установок.
Сурет 4. Штангалық қондырғылардың істен шығу себептері.
Figure 4. Reasons for failures of rod installations.

Наиболее эффективным способом увеличения срока службы штанговых глубинных насосов является повышение их износостойкости, что позволяет сохранить первоначальный, полученный при изготовлении зазор между плунжером и цилиндром насоса, клапанной пары и, тем самым, избежать роста утечек продукции скважин в процессе эксплуатации. Но для увеличения износостойкости необходимо использовать высокопрочные сплавы для изготовления трущихся деталей насосов, а их применение может оказаться экономически невыгодным из-за высокой стоимости. Следовательно, основным направлением снижения эксплуатационных затрат является определение и поиск нетрадиционных путей снижения утечек в подземной части традиционного насосного оборудования скважин⁶.

Основной причиной утечек в плунжерной паре и клапанном узле скважинных штанговых насосов является износ, обусловленный содержащимися в перекачиваемой жидкости механическими примесями, в первую очередь, песком. Основными факторами, определяющими величину утечки откачиваемой жидкости через зазор, являются перепад давления на торцах плунжера и величина зазора. Перепад давления увеличивается с ростом глубины подвески насоса и уменьшением давления на приеме насоса, что характерно для глубоких малодобитных скважин или скважин с низким коэффициентом продуктивности.

Анализ отказов подземного оборудования штанговых установок

В работе⁷ приводятся результаты анализа причин отказов подземного оборудования СШНУ на основе выборки из 10 тыс. отказов, показанных на рис. 4, на котором видно, что обрыв колонных штанг занимает первое место как причина отказов, на втором – отказы, связанные с неисправностью клапанных узлов и на третьем – отказы

⁶Зубаиров С.Г. Проектирование штанговых насосных установок для осложненных условий эксплуатации. – Уфа: УГНТУ, 1999. – 157 с.

⁷Долов Т.Р. Исследование работы клапанных узлов скважинных штанговых насосных установок. / Дисс... канд.техн.наук. – Москва, 2017.



Рис. 5. Шаровой клапан углубленной посадки.
Сурет 5. Терен қондырылған шар клапаны.
Figure 5. Deep seat ball valve.

из-за негерметичности пары «цилиндр – плунжер».

Как уже отмечалось, из-за большого количества механических примесей в насосе пара «цилиндр – плунжер» и клапаны также быстро приходят в негодность. Абразивные частицы попадают в зазор пары «цилиндр – плунжер» и могут вызвать истирание поверхности, увеличение утечек через зазор и заклинивание пары.

Клапаны штанговых насосов являются основным узлом, от которого зависит работоспособность всего насоса. Клапаны подвержены одновременно механическому, коррозионному и эрозионному износу. В клапанных узлах откладывается песок, парафин, смолы, соли и другие продукты выноса из пласта. Все это приводит к частым подъемам насосов для замены или ревизии клапанных узлов. Стоимость спуско-подъемных операций на порядок превышает стоимость насоса, к этому еще необходимо добавить стоимость недобытой нефти по причине простоев. Малые проходные сечения

в клапанах серийных отечественных и импортных насосов являются причиной очень высоких гидравлических сопротивлений и, как следствие, частых обрывов и зависания штанг, заклинивания плунжера, снижения КПД насоса и выхода его из строя.

Шариковый клапан углубленной посадки. В условиях повышенного содержания в жидкости механических примесей ударные нагрузки приводят к повышенному износу притирочной поверхности и потере герметичности.

Технической задачей, решаемой клапанной парой с углубленной посадкой⁸, изготовленной из твердого сплава, является обеспечение устойчивости посадки запорного органа в седло, повышение его надежности и долговечности в условиях повышенного содержания в жидкости механических примесей.

Технический результат достигается углублением посадки шара в седло, что приводит к увеличению диаметра и, соответственно, площади контактной кольцевой поверхности пары «шар – седло» при сохранении неизменной ширины контакта (не менее 0,6 мм) путем увеличения радиуса закругления R и входной кромки седла клапана, повышению устойчивости посадки шара в седло, благодаря смещению центра его тяжести относительно седла, соответственно, повышению герметичности и рабочего ресурса клапанной пары.

Увеличение же площади притира при увеличении диаметра контактной поверхности пары «шар – седло» позволяет снизить удельные нагрузки и контактные напряжения, повысить ресурс работы клапана. Использование клапанных пар с углубленной посадкой обеспечивает

принципиальный показатель герметичности пары и долговременной работы клапана за счет взаимной геометрической формы сопряжения шара к поверхности притира седла.

Клапанная пара с углубленной посадкой обеспечивает устойчивость запорного органа в седле, что, соответственно, улучшает его герметичность, повышает рабочий ресурс клапанной пары и износостойкость.

Клапан в запорном состоянии, как показано на рис. 5, представляет собой: седло 1 с посадочной поверхностью 2 (с профилем вогнутой дуги) и закруглением R верхней грани 3; запорный орган 4 в виде шара с притертой контактной поверхностью шириной не менее 0,6 мм к посадочной поверхности седла.

Работа шарового клапана углубленной посадки заключается в том, что седло 1 с посадочной поверхностью 2 и закруглением R верхней грани 3, и запорный орган 4 контактируют друг с другом в запорном состоянии по посадочным поверхностям шириной 0,6 мм.

Данная конструкция клапана отличается тем, что седло имеет притертую посадочную поверхность, позволяющую центру тяжести запорного органа сместиться в сторону нижней грани до положения статического устойчивого равновесия при ширине контактной поверхности соприкосновения не менее 0,6 мм, с радиусом закругления верхней грани, зависящем от глубины посадки. Притертость рабочих поверхностей седла и рабочего органа дает качественное уплотнение, углубленная посадка обеспечивает устойчивость запорного органа, тем самым способствует герметичности клапанной пары [1, 2].

⁸Шариковый клапан углубленной посадки (KZ). / Патент №34268 МПК F16K 15/00.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Li K., Gao X.W., Zhou H.B., Han Y. Диагностика неисправностей в скважинных системах штангового перекачивания на основе метода FBH–SC. // Наука о нефти. – 2015. – Вып. 12. – С. 135-147 (на английском языке)
2. Jiang M., Cheng T., Dong K., Liu J., Zhang H. Эффективная скважинная система разделения нефти и воды с помощью штангового насоса. // Производство и эксплуатация SPE. – 2020. – Вып. 35(03). – С. 522-536 (на английском языке)

ПАЙДАЛАНЫЛҒАН ӘДЕБИЕТТЕР ТІЗІМІ

1. Li K., Gao X.W., Zhou H.B., Han Y. FBH–SC әдісі негізінде штангалық сорғы жүйелерінің ұңғыма жағдайындағы ақаулықтарды диагностикалау. // Мұнай туралы ғылым. – 2015. – Шығ. 12. – Б. 135-147 (ағылшын тілінде)
2. Jiang M., Cheng T., Dong K., Liu J., Zhang H. Мұнай мен суды штангалық сорғымен бөлудің тиімді ұңғыма жүйесі. // SPE өндіру және пайдалан. – 2020. – Шығ. 35(03). – Б. 522-536 (ағылшын тілінде)

REFERENCES

1. Li K., Gao X.W., Zhou H.B., Han Y. Fault diagnosis for down-hole conditions of sucker rod pumping systems based on the FBH–SC method. // Petroleum Science. – 2015. – Vol. 12. – P. 135-147 (in English)
2. Jiang M., Cheng T., Dong K., Liu J., Zhang H. An efficient downhole oil/water-separation system with sucker-rod pump. // SPE Production & Operations. – 2020. – №35(03). – P. 522-536 (in English)

Сведения об авторах:

Исмаилова Дж.А., Ph.D., ассоциированный профессор кафедры «Нефтяная инженерия» Satbayev University (г. Алматы, Казахстан), Djamilya577@gmail.com; <https://orcid.org/0000-0002-7680-7084>

Заурбеков С.А., канд. техн. наук, доцент, профессор кафедры «Технологические машины и транспорт» Satbayev University (г. Алматы, Казахстан), s.zaurbek@mail.ru; <https://orcid.org/0000-0001-8025-0824>

Балгаев Д.Е., магистр техники и технологии, докторант кафедры «Технологические машины и транспорт» Satbayev University (г. Алматы, Казахстан), dos_mjk@mail.ru; <https://orcid.org/0000-0001-9278-7653>

Заурбеков К.С., магистр техн. наук, преподаватель кафедры «Нефтяная инженерия» Satbayev University (г. Алматы, Казахстан), kadmen.95@mail.ru; <https://orcid.org/0000-0001-7425-7448>

Авторлар туралы мәліметтер:

Исмаилова Дж.А., PhD, Satbayev University, «Мұнай инженериясы» кафедрасының қауымдастырылған профессоры (Алматы қ., Қазақстан)

Заурбеков С.А., техника ғылымдарының кандидаты, доцент, Satbayev University, «Технологиялық машиналар және көлік» кафедрасының профессоры (Алматы қ., Қазақстан)

Балгаев Д.Е., техника және технология магистрі, Satbayev University, «Технологиялық машиналар және көлік» кафедрасының докторанты (Алматы қ., Қазақстан)

Заурбеков К.С., техника ғылымдарының магистрі, Satbayev University «Мұнай инженериясы» кафедрасының оқытушысы (Алматы қ., Қазақстан)

Information about the authors:

Ismailova J.A., PhD, Associate Professor at the Department of Petroleum Engineering of the Satbayev University (Almaty, Kazakhstan)

Zaurbekov S.A., Candidate of Technical Sciences, Associate Professor, Professor at the Department of Technological Machines and Transport of the Satbayev University (г. Almaty, Kazakhstan)

Balgayev D.Ye., Master of Engineering and Technology, Doctoral Student at the Department of Technological Machines and Transport of the Satbayev University (Almaty, Kazakhstan)

Zaurbekov K.S., Master of Engineering, Professor at the Department of Petroleum Engineering of the Satbayev University (Almaty, Kazakhstan)

Статья подготовлена в рамках НИР по ГФ ИРН АР09261282
«Увеличение ресурса работы насосов штанговых скважинных насосных установок»