

УДК 622.279; 550.8

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ И СНИЖЕНИЕ ИЗДЕРЖЕК ЭКСПЛУАТАЦИИ УЭЦН В СКВАЖИНАХ С ВЫСОКИМ ГАЗОВЫМ ФАКТОРОМ

Бахшян Н.А., Булчаев Н.Д.

Сибирский федеральный университет

Информация о статье

Принята 05 апреля 2018 г.

Ключевые слова: эффективность использования оборудования, операционные издержки, установка электроцентробежного насоса (УЭЦН), электроцентробежный насос, свободный газ, газовый фактор, влияние свободного газа

DOI: 10.26730/2587-5574-2018-2-70-76

Аннотация.

Установки электроцентробежных насосов (УЭЦН) являются основным видом нефтедобывающего оборудования. Если в 1960 г. ими добывалось 9.3 млн. т нефти, то уже в 1980 г. около 200 млн. т при 19% фонда скважин, сегодня – более 300 млн. т. Основным фактором широкого применения УЭЦН является установка привода в скважине около насоса, что ликвидировало длинный узел связи между ними и позволило снять ограничение на передачу полезной мощности насосу. Для надежной работы насоса требуется его правильный подбор к определенной скважине. На данный момент делается акцент на более надежное оборудование для увеличения межремонтного периода, и как следствие – снижения затрат на подъем жидкости. Этого можно добиться, применяя центробежные УЭЦН вместо штанговых скважинных насосов (ШСН), так как центробежные насосы имеют большой межремонтный период. Перспективы повышения эффективности применения УЭЦН связаны с расчетами влияния свободного газа на эксплуатационные характеристики установок электроцентробежных насосов (УЭЦН). Проанализированы существующие методы повышения эффективности эксплуатации УЭЦН в скважинах с высоким содержанием свободного газа. В качестве заключения рассматриваются дальнейшие перспективы и актуальность настоящих методов применительно к Ванкорскому нефтегазовому месторождению.

IMPROVING THE OPERATING EFFICIENCY AND DECREASING COSTS OF ECPU USE IN WELLS WITH HIGH GAS-OIL RATIO

Narek A. Bakhshyan, Nurdi D. Bulchaev

Siberian Federal University

Article info

Received April 05, 2018

Keywords:

equipment use efficiency, operation costs, electric centrifugal pump units (ECPU), electric centrifugal pump, free gas, oil-gas ratio, the impact of free gas

Abstract.

Electric centrifugal pump units (ECPU) are the main type of oil producing equipment. If in 1960 they produced 9.3 million tons of oil, then in 1980 about 200 million tons with 19% of the well stock, today – more than 300 million tons. The main factor in the wide use of ECPU is the installation of a drive in the well near the pump, which eliminates a long connection unit between them and allows removing the restriction on transferring net capacity to the pump. For reliable operation of the pump, its correct selection for the definite well is required. At the moment, the emphasis is placed on more reliable equipment in order to increase the time between repairs, and as a result, lower costs for lifting the liquid. This can be achieved by using ECPU instead of deep well pumps (DWP), since centrifugal pumps have a large overhaul period. The information on the effect of free gas on the performance characteristics of electric centrifugal pump units (ECPU) is given. The existing methods of increasing the efficiency of ECPU operation in wells with a high content of free gas are analyzed. As a conclusion, further perspectives and relevance of the present methods are considered with respect to the Vankor oil and gas field.

1 Introduction / Введение

Нефтегазовый комплекс играет важную роль в экономическом развитии России, создании условий бесперебойного функционирования промышленного и коммунального секторов нацио-

нальной экономики, принося при этом большую часть экспортной выручки. Поиск путей повышения эффективности эксплуатации оборудования нефтегазового производства является приоритетной задачей дальнейшего развития отрасли, сохранения ее экономической стабильности на мировом рынке углеводородов и повышения инвестиционной привлекательности. Повышение эффективности использования оборудования для нефте- и газодобычи также преследует цель снижения издержек и активизации импортозамещения в российской промышленности.

2 Materials and Methods / Материалы и методы

Одной из основных причин возникновения отказов при насосной эксплуатации скважин на нефтегазовых месторождениях является влияние свободного газа на характеристики погружного электроцентробежного насоса (ЭЦН) (Рис.1). Наличие свободного газа может привести к снижению напора и коэффициента полезного действия в насосе вследствие возникновения искусственной кавитации. При газосодержании более 30% существует значительный риск возникновения срыва подачи, а также ряда других осложнений. [1,2]



Рис.1. Статистика отказов ЭЦН на Ванкорском месторождении в период 2013 – 2016 гг.

Наличие большого количества свободного газа на приеме приводит к значительному снижению коэффициента наполнения насоса жидкостью, что ведет к деградации характеристик нижних ступеней насоса и возникновению необходимости увеличения числа последних. В свою очередь, напорная характеристика ступеней существенно снижается и это приводит к уменьшению депрессии на пласт и, как следствие, к снижению дебита скважины. [3] Кроме этого, присутствие свободного газа проявляется в ухудшении процесса энергообмена между рабочим колесом и жидкостью, что создает условия для интенсивного выделения газа из жидкости. Как следствие, возникает коалесценция пузырьков газа в каналах рабочего колеса, формирование газовых каверн. Эти процессы наиболее заметно происходят в насосах, эксплуатирующихся в скважинах с наклонно-направленными стволами. Скопление свободного газа в повышенных частях рабочей ступени насоса кроме уменьшения его производительности способствует интенсификации проявления вибрационных нагрузок.

Стабильная работа УЭЦН осуществляется при содержании свободного газа на входе в насос (по техническим условиям) от 5 до 25% в зависимости от типоразмера насоса. Газированная жидкость в некоторых случаях, если среда тонкодисперсная и наличие свободного газа не превышает допустимого, может положительно влиять на работу насоса, т.к. происходит уменьшение плотности и вязкости откачиваемой смеси. Но, чаще всего, происходит частичное или полное запыливание каналов рабочих колес в насосе при большом содержании газа, которое приводит к уменьшению подачи насоса на отказ. В некоторых случаях может происходить выход из строя погружного электродвигателя из-за плохого его охлаждения за счет отсутствия потока жидкости.

На сегодняшний день наиболее распространены следующие методы борьбы с вредным влиянием свободного газа на работу ЭЦН:

- обеспечение бескавитационной работы насоса;
- применение дополнительного оборудования (газосепараторы, диспергаторы, специальные входные модули и т.д.);
- принудительный сброс газа в затрубное пространство;
- применение комбинированных насосов. [4,5]

Рассмотрим каждый из существующих методов подробнее.

Согласно [1], наличие газовых каверн в межлопаточных каналах рабочих колес погружного центробежного насоса, не участвующих в поступательном движении газожидкостной смеси (искусственная кавитация), является причиной одной из рассмотренных выше проблем, связанных с эксплуатацией УЭЦН в скважинах с высоким газовым фактором. Как следствие, возникает необходимость в контроле напора и подачи насоса путем учета влияния кавитации на работу насоса, либо выбора такой глубины спуска насоса в скважину, при которой возникновение искусственной кавитации в насосе было бы невозможно. В качестве условия бескавитационной работы насоса в скважине используется следующее неравенство (1):

$$\beta_{ГВХ} < \beta_{ГВХ}^* \quad (1)$$

$$\text{где} \quad (\beta_{ГВХ}^*)_В = 0,01 + 0,076 \lg p_{ВХ.ОТН} \quad (2)$$

если газожидкостная смесь относится к типу Г/В или (Н+Г)/В, и

$$(\beta_{ГВХ}^*)_Н = 0,02 + 0,152 \lg p_{ВХ.ОТН} \quad (3)$$

если газожидкостная смесь относится к типу Г/Н или (В+Г)/Н.

$p_{ВХ.ОТН}$ - отношение абсолютного давления у входа в насос к атмосферному.

Если в процессе подбора насоса к скважине неравенство не удовлетворяется, то для обеспечения бескавитационной работы насоса необходимо использовать прочие методы борьбы с влиянием «вредного» газа на ЭЦН. [1]

Наиболее распространенным из всех методов является применение дополнительного оборудования, в первую очередь газосепараторов – специальных устройств, устанавливаемых на приеме насоса, разделяющих жидкость и газ с выбросом последнего в затрубное пространство. Выделяют три наиболее распространенных типа конструкций газосепараторов с различными степенями сепарации: центробежные, вихревые, гравитационные. Из наиболее современных конструкций можно выделить газосепаратор с геликоидальным шнеком компании «Novomet». Отличительной особенностью этого сепаратора является геликоидальный шнек с переменным шагом и лопастями, образующими в меридиональном сечении (плоскостью проходящей через ось вращения) с осью вращения постоянный или монотонно уменьшающийся от входа к выходу угол. Это обеспечивает высокую стойкость к гидроабразивному изнашиванию. [6]

Для увеличения допускаемого значения объемного газосодержания на приеме за счет образования тонкодисперсной структуры среды применяются диспергаторы. Диспергаторы показывают высокие результаты при использовании в обводненных скважинах, образующих вязкую эмульсию, так как способствуют разрушению ее структуры. Диспергатор оказывает влияние на эффективное выравнивание структуры газожидкостной смеси. Диспергаторы могут устанавливаться как вне, так и внутри насоса вместо нескольких рабочих ступеней. [4,5]

Также применяются гибридные устройства, объединяющие в себе конструкции газосепаратора и диспергатора, в случае, когда ни одно из устройств в отдельности не может обеспечить стабильную работу погружного центробежного насоса. В газосепараторе-диспергаторе отсепарированная газожидкостная смесь после разделителя поступает на диспергирующие ступени. При прохождении потока газожидкостной смеси через диспергатор повышается ее однородность и степень измельченности газовых включений, благодаря чему улучшается работа центробежного насоса. Путем уменьшения вибрационных нагрузок и пульсации потоков в насосно-компрессорных трубах, обеспечивается работа с заданным коэффициентом полезного действия. [7]

Одним из новых решений является установка вместо входного модуля газостабилизатора, предназначенного для измельчения газовых включений в пластовой жидкости, подготовки однородной газожидкостной смеси и подачи ее на вход насоса. Применение газостабилизатора способствует улучшению условий работы ЭЦН, повышению стабильности его характеристик и увеличению экономичности всей установки погружного центробежного насоса. Максимальное допустимое содержание свободного газа на входе в газостабилизатор при максимальной подаче – 50% по объему. [7]

В процессе эксплуатации скважины часть газа сепарируется из жидкости в зоне приема насоса в затрубное пространство. Накапливаясь в нем, газ может оттеснить жидкость до приема насоса, и, попадая, в насос, снизить его подачу или вызвать аварийную работу в режиме сухого трения. Кроме того, газ создает противодействие на пласт, уменьшая приток жидкости. Известны способы сброса газа из затрубного пространства путем применения автоматически работающих устьевых или пружинных обратных клапанов или эжекторов, отсасывающих газ принудительно (например – система «тандем»). [5, 8]

Отрицательное влияние газа уменьшается, если на приеме серийного насоса некоторое число ступеней заменить ступенями большей подачи, то есть получить своего рода комбинированный насос. Обладая большим объемом каналов, ступени такого насоса обеспечивают большее поступление на прием газожидкостной смеси. При попадании в серийные ступени объем смеси уменьшается за счет сжатия и растворения газа в жидкости, чем и достигается оптимальная подача насоса.

Наиболее ярким примером комбинированных насосов служит применение погружных мультифазных насосов (МФН). Это предвключенное устройство, предназначенное для стабилизации работы УЭЦН при добыче нефти, содержащей до 75% нерастворенного газа на входе в насос. Принцип действия мультифазного насоса состоит в повышении давления на входе ЭЦН до уровня, обеспечивающего его устойчивую работу. Кроме того, МФН прокачивает газожидкостную смесь через основной насос, исключая образование неподвижных газовых пробок. Также мультифазный насос диспергирует газожидкостную смесь в каждой своей ступени. Конструкция ступеней мультифазного насоса такова, что до высоких концентраций нерастворенного газа на входе он не имеет ни левой, ни правой зон неустойчивой работы, характерных для ЭЦН. [9]

3 Results and Discussion / Результаты и обсуждение

Рассмотренные методы основаны на предположении, что единственным и определяющим фактором, влияющим на стабильную работу погружного электроцентробежного насоса, является газосодержание на приеме насоса. Производители оборудования, описанного выше, в первую очередь, стремятся спроектировать и изготовить технику для защиты от влияния газа. В тоже время, как показывают исследования области существования режимов течения газожидкостной смеси в межлопаточных каналах, границы между кавитационными и бескавитационными областями, а также сами характеристики ЭЦН на газожидкостной смеси зависят, кроме величины приема на входе, от целого ряда других параметров. В работе [10] было экспериментальным путем установлено, что такой показатель, как пенистость является важным параметром газожидкостной смеси, определяющим ее физико-механические свойства и агрегативную устойчивость. Этот параметр нужно учитывать при расчете характеристик центробежных насосов на газожидкостной смеси и разработке средств, снижающих вредное влияние газа – газосепараторов, диспергаторов, определении рациональной области их применения, а также при постановке соответствующих экспериментов в части выбора модельных смесей и интерпретации результатов опытов.

Для эффективного использования установок электроцентробежного насоса (УЭЦН) в условиях высокого газового фактора также необходимо учитывать принципиальные различия в потоках газожидкостной смеси в вертикальных и горизонтальных скважинах. Особенно актуально данный вопрос встает применительно к Ванкорскому месторождению (Рис. 2). В настоящее время около 89% от общего числа эксплуатационных скважин на месторождении – горизонтальные. Если в вертикальных трубах газ распределен равномерно по сечению трубы, то в горизонтальных из-за более низкой плотности он скапливается в верхней части трубы.



Рисунок 2. Процентное соотношение типов скважин на Ванкорском нефтегазовом месторождении

Также задачу по уменьшению влияния свободного газа в горизонтальных скважинах осложняет тот факт, что используемые в настоящее время методики по подбору УЭЦН, к которым относятся преимущественно отечественные, таких авторов как П.Д. Ляпков, Ю.А. Разутов, В.С. Линева, В.Н. Филипов, учитывают работу газа при движении газожидкостных смесей только в вертикальных скважинах. [11]

Отличительной особенностью разрабатываемого оборудования является наличие саморегулирующегося устройства (Рис. 3), способного на горизонтальном участке перекрывать поступление потока газожидкостной смеси через верхние отверстия в входной сетке, тем самым значительно снижая вероятность возникновения газовых пробок, снижения напора и коэффициента полезного действия электроцентробежного насоса.

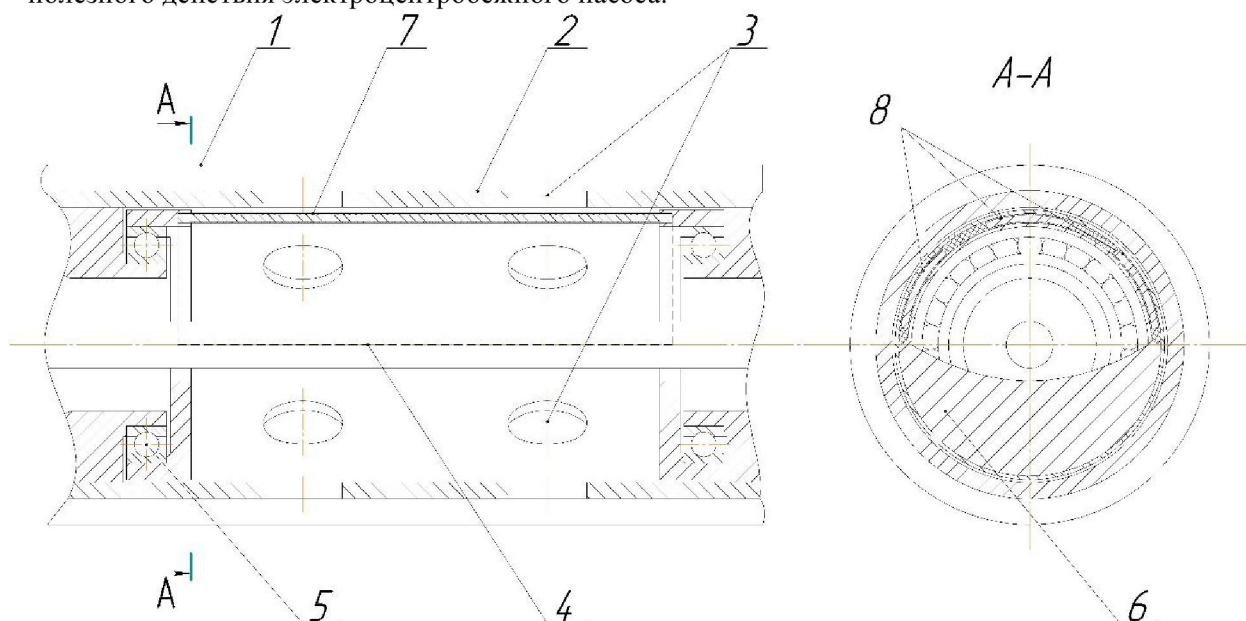


Рисунок 3 – Схематическое изображение саморегулирующегося перекрывающего устройства: 1 – обсадная колонна, 2 – корпус, 3 – входные отверстия, 4 – вал, 5 – подшипники, 6 – балансирующий механизм, 7 – отсекающий элемент, 8 – металлический каркас

4 Conclusion / Заключение

В заключении можно отметить, что использование данных методик применительно к горизонтальным скважинам, а именно на участке, где угол отклонения от вертикали составляет порядка 80-90 градусов, является нецелесообразным. В настоящий момент нами проводится корректировка расчетов по подбору электроцентробежных насосов и, в тоже время, разработка газосепаратора-диспергатора с применением моделирования гидродинамических процессов течения жидкостей и газов в программном обеспечении ANSYS Fluent и ANSYS CFX для такого рода скважин. Такие технологические и технические мероприятия призваны содействовать снижению издержек эксплуатации оборудования и повышению экономической эффективности добычи углеводородного сырья.

Список источников

1. Ляпков П.Д. Подбор установки погружного центробежного насоса к скважине. – М.: МИНГ, 1987. – 71 с.
2. Андриасов Р.С., Мищенко И.Т., Петров А.И., Гиматудинов Ш. К. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти. – М.: Недра, 1983. – 455 с.
3. Лавриненко А. Современные технологии для повышения эффективности эксплуатации УЭЦН в условиях высокого газосодержания // Инженерная практика. – 2016. – №04. – С1-10.
4. Бочарников В.Ф. Справочник мастера по ремонту нефтегазового оборудования. – М.: «Инфра-Инженерия», 2015. – 576 с.
5. Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Сабиров А.А. Скважинные насосные установки для добычи нефти. – М.: ГУП Изд.-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2002. – 824 с.
6. Пещеренко С.Н., Пещеренко М.П., Рабинович А.И., Перельман М.О. Абразивостойкий центробежный газосепаратор. Авторское Свидетельство №2379500, РФ, Е21В 43/38. – М.: Роспатент, 20.01.2010.
7. Каталог продукции для работы с газом группы компаний «Новомет». URL: <https://www.novomet.ru/rus/products/intake/gas/> (дата обращения: 22.04.2017)
8. Игrevский Л.В. Повышение эффективности эксплуатации насосно-эжекторных систем для добычи нефти: дис. ... канд. техн. наук. – Москва, 2002. – 216 с.
9. Пещеренко С.Н., Пещеренко М.П., Рабинович А.И., Перельман М.О. Погружной мультифазный насос. Авторское Свидетельство № 2368812, РФ, F04D 13/10. – М.: Роспатент, 27.09.2009.
10. Дроздов А.Н., Сафиева Р.З., Филатов В.М. Пенистость нефти как важный фактор влияния свободного газа на характеристики погружного центробежного насоса // Территория нефтегаз. – 2008. – №6. – С.104-109.
11. Коротченко Р.К., Максимова Ю.А. Особенности подбора погружных установок электроцентробежных насосов // Проблемы геологии и освоения недр: Труды XX Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня основания Томского политехнического университета. – Томск: НИ ТПУ, 2016. – С.361-363.

References

1. Lyapkov P.D. Podbor ustanovki pogruzhnogo centrobezhnogo nasosa k skvazhine [Selection of a submersible centrifugal pump installation for a well]. Moscow: MING, 1987. 71 p.
2. Andriasov R.S., Mishchenko I.T., Petrov A.I., Gimatudinov SH. K. Spravochnoe rukovodstvo po proektirovaniyu razrabotki i ehkspluatatsii neftyanyh mestorozhdenij. Dobycha nefiti [Reference Guide for Designing the Development and Operation of Oil Fields. Oil production]. Moscow: Nedra, 1983. 455 p.
3. Lavrinenko A. Sovremennyye tekhnologii dlya povysheniya ehffektivnosti ehkspluatatsii UEHCN v usloviyah vysokogo gazosoderzhaniya [Modern technologies for increasing efficiency of ESP operation in conditions of high gas content]. Inzhenernaya praktika = Engineering practice. 2016. Vol. 04. pp. 1-10.
4. Bocharnikov V.F. Spravochnik mastera po remontu neftegazovogo oborudovaniya [Handbook of the master of repair of oil and gas equipment]. Moscow, Infra-Inzheneriya, 2015. 576 p.
5. Ivanovskij V.N., Darishchev V.I., Sabirov A.A. Skvazhinnye nasosnyye ustanovki dlya dobychi nefiti [Downhole pumping installations for oil production]. Moscow: GUP Izd.-vo «Neft' i gaz» RGU nefiti i gaza im. I.M. Gubkina = State Unitary Enterprise "Oil and Gas" of the Russian State University of Oil and Gas. Named after I.M. Gubkin, 2002. 824 p.
6. Peshcherenko S.N., Peshcherenko M.P., Rabinovich A.I., Perel'man M.O. Abrazivostojkij centrobezhnij gazoseparator. Avtorskoe Svidetel'stvo №2379500, RF, E21B 43/38 [Abrasion-resistant centrifugal gas separator. Author's Certificate №2379500, the Russian Federation, E21B 43/38]. Moscow: Rospatent, 20.01.2010.
7. Katalog produktsii dlya raboty s gazom gruppy kompanij «Novomet» [Catalog of products for work with gas of the group of companies "Novomet"]. URL: <https://www.novomet.ru/rus/products/intake/gas/> (accessed: 22.04.2017)

8. Igrevskij L.V. Povyshenie ehffektivnosti ehkspluatatsii nasosno-ehzhektornyh sistem dlya dobychi nefiti [Increase of efficiency of operation of pumping-ejector systems for oil production]: PhD Thesis. Moscow, 2002. 216 p.
9. Peshcherenko S.N., Peshcherenko M.P., Rabinovich A.I., Perel'man M.O. Pogruzhnoj mul'tifaznyj nasos. Avtorskoe Svidetel'stvo № 2368812, RF, F04D 13/10 [Submersible multiphase pump. Author's Certificate No. 2368812, RF, F04D 13/10]. Moscow: Rospatent, 27.09.2009.
10. Drozdov A.N., Safieva R.Z., Filatov V.M. Penistost' nefiti kak vazhnyj faktor vliyaniya svobodnogo gaza na harakteristiki pogruzhnogo centrobezhnogo nasosa [Foaminess of oil as an important factor of the effect of free gas on the characteristics of a rough centrifugal pump]. *Territoriya neftegaz = Oil and Gas Territory*. 2008. Vol.6. pp.104-109.
11. Korotchenko R.K., Maksimova YU.A. Osobennosti podbora pogruzhnyh ustanovok ehlektrocentrobeznyh nasosov [Peculiarities of selection of submersible devices for electric centrifugal pumps]. *Problemy geologii i osvoeniya nedr: Trudy XX Mezhdunarodnogo simpoziuma imeni akademika M.A. Usova studentov i molodyh uchenyh, posvyashchennogo 120-letiyu so dnya osnovaniya Tomskogo politekhnicheskogo uni-versiteta = Problems of geology and mineral resources development: Proceedings of the XX International Symposium named after Academician M.A. Usov for students and young scientists dedicated to the 120th anniversary of the foundation of Tomsk Polytechnic University*. Tomsk: NI TPU, 2016. pp. 361-363.

Авторы

Нарек Бахшян, аспирант, Сибирский федеральный университет, 660041 Красноярск, Свободный проспект, 79, Россия. Email: narek_4444@mail.ru

Булчаев Нурди Джамалайлович, заведующий кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Сибирский федеральный университет, 660041 Красноярск, Свободный проспект, 79, Россия.

Библиографическое описание статьи

Бахшян Н.А. Повышение эффективности и снижение издержек эксплуатации УЭЦН в скважинах с высоким газовым фактором / Н.А. Бахшян, Н.Д. Булчаев // Экономика и управление инновациями — 2018. — № 2 (5). — С. 70–76

Authors

Narek Bakhshyan, Post-Graduate, Siberian Federal University, 660041 Krasnoyarsk, 79 Svobodny Av., Russia. Email: narek_4444@mail.ru

Nurdi D. Bulchaev, Head of the Department of Development and Operation of Oil and Gas Fields, Siberian Federal University, 660041 Krasnoyarsk, Svobodny prospect, 79, Russia. Email: narek_4444@mail.ru

Reference to article

Bakhshyan N.A., Bulchaev N.D. Improving the operating efficiency and decreasing costs of ECPU use in wells with high gas-oil ratio. *Economics And Innovation Management*, 2018, no. 2 (5), pp. 70-76.