

УДК [621.65+622.276.054]:336.564.1

М.Я. Гинзбург¹; В.Н. Ивановский², e-mail: ivanovskiyvn@yandex.ru

¹ ООО «ЛУКОЙЛ ЭПУ Сервис» (Когалым, Россия).

² Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Российский государственный университет нефти и газа (Национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина» (Москва, Россия).

К вопросу о влиянии условий эксплуатации на фактический срок полезного использования оборудования установок скважинных электроприводных лопастных насосов

К числу актуальных проблем нефтегазодобывающих предприятий относится расчет срока полезного использования оборудования в зависимости от условий его эксплуатации. Это связано с тем, что выделение денежных средств на приобретение нового оборудования взамен выведенного из эксплуатации по причине износа осуществляется предприятием в течение срока полезного использования оборудования путем переноса его стоимости частями в себестоимость выпускаемой продукции или услуг, оказываемых с использованием данного оборудования.

Определение срока полезного использования основных средств регламентируется нормативно-правовыми документами РФ. При этом амортизационные отчисления существенно влияют на формирование налогооблагаемой базы предприятий, в связи с чем фискальные службы контролируют соответствие указанных предприятием сроков амортизации оборудования нормативным срокам. К приоритетным объектам контроля соблюдения нормативных сроков относится оборудование установок электроцентробежных лопастных насосов как наиболее широко применяющееся и дорогостоящее из числа используемого в нефтедобыче. Однако в Классификаторе основных средств РФ содержится источник конфликтов предприятий с налоговыми службами, поскольку в качестве самостоятельных амортизируемых объектов фигурируют как установки в целом, так и отдельные объекты, из которых данные установки комплектуются (насосы, двигатели, кабели и т. д.).

Основным условием бесконфликтного администрирования экономической деятельности предприятий налоговыми службами является учет реальных сроков полезного использования оборудования при расчете амортизационных отчислений. В то же время учитываемый срок полезного использования необходимо обосновать, опираясь на конкретные числовые показатели. Так, помимо показателей, указанных в ГОСТ Р 56830–2015, при определении сроков полезного использования кабельных линий необходимо учитывать повышенную частоту питающего тока, температуру кабельной линии, уровень минерализации пластового флюида, частоту спускоподъемных операций, уровень износа кабельных линий за счет вибрации установки и т. д.

В РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина разработана методика определения времени эффективной работы кабельных линий в зависимости от условий эксплуатации. Этот показатель может быть использован для расчета срока полезного использования кабельных линий, входящих в состав установок электроцентробежных лопастных насосов. В качестве эффективного варианта расчета срока полезного использования оборудования авторами статьи также предложена методика определения подходящих для использования как в бухгалтерском, так и в налоговом учете числовых значений норм амортизации скважинного оборудования установок электроцентробежных лопастных насосов.

Ключевые слова: установка электроцентробежных лопастных насосов, срок полезного использования оборудования, классификатор основных средств, амортизационная группа, кабельная линия, инвентарный объект, износ оборудования, алгоритм расчета.

.....

М.Я. Ginzburg¹; V.N. Ivanovskiy², e-mail: ivanovskiyvn@yandex.ru

¹ LUKOIL EPU Service LLC (Kogalym, Russia).

² Federal State Autonomous Educational Institution for Higher Education "Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University)" (Moscow, Russia).

On the Impact of Operating Conditions on the Level of Actual Useful Life of the Equipment ESP

Pressing problems of oil-and-gas producing companies include assessment of the equipment useful life depending on its service conditions. The problem has arisen from the fact that allocation of funds for the purchase of new equipment

to replace that removed of service due to its wear-and-tear is fulfilled by a company within the equipment useful life through its cost assignment by parts into the prime cost of output goods or services being rendered using such equipment. Assessment of a beneficial period using fixed assets is regulated by RF normative-legal documents. Besides, depreciation deductions significantly effect the tax base of companies therefore correspondence of the depreciation period specified by a company to the normative one is under the control of fiscal authorities. Priority units under the control over observation of depreciation period norms include the package of centrifugal vane pumping units as most used and expensive among that for oil production. Nevertheless, the Classifier of RF fixed assets contains the source of conflicts between the companies and tax authorities since it includes both units as a whole and their components (pumps, motors, cables, etc.) as independent depreciable assets. It is the registration of real useful life periods when calculating depreciation deductions that conditions conflict-free administration of companies' economic activity by tax services. Yet, an accountable useful life is to be proved basing on specific figures. Thus, except the figures indicated in State Standard (GOST R) 56830–2015 when assessing the useful life of cable lines it is necessary to take into account increased frequency of feed current, cable line temperature, mineralization of formation fluid, rate of round trips, wear-and-tear level of cable lines resulting from vibrations of the unit, etc.

A group of specialists from the Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University) have developed the assessment procedure for efficient life of cable lines depending on their service conditions. The resulting factor can be used to estimate useful life of cable lines included into centrifugal vane pumping units. As an effective alternative for the useful life assessment the authors have also proposed the estimation procedure for depreciation numerical values of downhole centrifugal vane pumping package which can be used both for bookkeeping and tax accounting.

Keywords: installation of centrifugal vane pumps, useful life, classifier of fixed assets, amortization group, cable line, inventory object, depreciation, design algorithm.

Одной из актуальных проблем нефтегазодобывающих предприятий является расчет срока полезного использования (СПИ) оборудования в зависимости от условий его эксплуатации. Очевидно, что с момента ввода в эксплуатацию основные средства (ОС) предприятия начинают изнашиваться и по истечении определенного срока не могут быть использованы по прямому назначению. Выделение денежных средств, необходимых для приобретения нового оборудования взамен вышедшего из эксплуатации по износу, осуществляется предприятием в течение СПИ ОС путем переноса стоимости оборудования частями в себестоимость производимой продукции или иных услуг, оказываемых с использованием данных ОС.

Определение СПИ ОС регламентируется тремя нормативными документами:

- Налоговым кодексом Российской Федерации (НК РФ) [1];
- Постановлением Правительства РФ от 01.01.2002 № 1 (ред. от 28.04.2018) «О классификации основных средств,

включаемых в амортизационные группы» (Классификатор ОС) [2];

• Положением по бухгалтерскому учету «Учет основных средств» ПБУ 6/01 [3]. Амортизационные отчисления существенно влияют на формирование налогооблагаемой базы предприятий, поэтому фискальные службы отслеживают соответствие сроков амортизации используемого оборудования нормативным срокам, приведенным в Классификаторе ОС.

В нефтегазовой отрасли для налоговых инспекций приоритетными объектами контроля соблюдения нормативных СПИ являются установки скважинных электроприводных лопастных насосов (УЭЛН) – оборудование, широко применяющееся в нефтедобыче и наиболее дорогостоящее (табл. 1).

Из данных, приведенных в табл. 1, видно, что источник конфликтов предприятий с налоговыми службами заложен как в старом Классификаторе ОС, так и в новом, введенном в действие в 2017 г. Этим источником является включение

в Классификатор ОС в качестве самостоятельных амортизируемых инвентарных объектов УЭЛН, которые представляют собой совокупность элементов, образующих один сложный комплексный объект, и отдельные самостоятельные объекты, из которых сложные комплексные объекты комплектуются. Данная редакция классификатора обуславливает вариативность выбора амортизационных групп оборудования, входящего в инвентарный объект УЭЛН.

УСТАНОВКИ СКВАЖИННЫХ ЭЛЕКТРОПРИВОДНЫХ ЛОПАСТНЫХ НАСОСОВ НЕ ЯВЛЯЮТСЯ САМОСТЯТЕЛЬНЫМИ АМОТИЗИРУЕМЫМИ ИНВЕНТАРНЫМИ ОБЪЕКТАМИ

НК РФ не содержит определений, позволяющих решить, когда речь идет о самостоятельном объекте, а когда о сложном комплексном. Нет в НК РФ и такого понятия, как единое основное средство [1, 7]. Однако сходный термин имеется в п. 6 ст. 1 [3], где указано,

Ссылка для цитирования (for citation):

Гинзбург М.Я., Ивановский В.Н. К вопросу о влиянии условий эксплуатации на фактический срок полезного использования оборудования установок скважинных электроприводных лопастных насосов // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2018. № 12. С.

Ginzburg M.Ya., Ivanovskiy V.N. On the Impact of Operating Conditions on the Actual Useful Life of the Equipment ESP. Territorija "NEFTEGAS" = Oil and Gas Territory, 2018, No. 12, P. (In Russian)

Таблица 1. Амортизационные группы оборудования УЭЛН в Общероссийском классификаторе основных средств

Table 1. Depreciation groups of equipment ESP in the all-Russian classification of fixed assets

Наименование оборудования по ГОСТ Р 56830-2015 Description of the equipment to State Standard (GOST R) 56830-2015	Наименование по классификатору основных средств Description according to the classifier of fixed assets		Код ОКОФ All-Russian Classifier of Fixed Assets code	Амортизационная группа Amortization group
Установки скважинных электроприводных лопастных насосов (УЭЛН) Downhole electric vane pumping units (UEVP)	До 2017 г. Up to 2017	Установки скважинных центробежных электронасосных агрегатов для трубной эксплуатации и насосы к ним Downhole centrifugal electric pumping package for pipe strings and pumps	142928481	Вторая: от 2 до 3 лет Second: ranging 2–3 years
	С 2017 г. Since 2017	Оборудование буровое нефтепромысловое и геолого-разведочное Oil-field drilling and exploration equipment	330.28	
Электроприводной лопастной насос (ЭЛН) Electric vane pump (EVP)	До 2017 г. Up to 2017	Электроцентробежный насос Centrifugal pump	142928481	
	С 2017 г. Since 2017	Насосы артезианские и погружные Artesian and submersible pumps	330.28.13.1	
Погружной асинхронный электродвигатель (ПЭД) Submersible electrical motor (SEM)	До 2017 г. Up to 2017	Электродвигатели асинхронные погружные маслonaполненные Submersible asynchronous oil-filled electric motors	143114106	Шестая: от 10 до 15 лет Sixth: ranging 10–15 years
	С 2017 г. Since 2017	Электродвигатели специальные силовые* Special power electric motors*	330.28.29*	Пятая: от 7 до 10 лет Fifth: ranging 7–10 years
Кабельная линия (КЛ) Cable line (CL)	До 2017 г. Up to 2017	Кабели для нефтяных насосов Cables for oil pumps	143131162	Восьмая: от 20 до 25 лет Eighth: ranging 20–25 years
	С 2017 г. Since 2017	Провода и кабели силовые* Wires and power cables*	320.26.30*	
Станция управления УЭЛН с прямым пуском электродвигателя EPU control station of direct engine start-up	До 2017 г. Up to 2017	Аппаратура электрическая низковольтная (до 1000 В) Low voltage electrical equipment (max. 1000 V)	143120020	Пятая: от 7 до 10 лет Fifth: ranging 7–10 years
	С 2017 г. Since 2017	Машины энергосиловые и сварочные путевые агрегаты* Energy-power machines and welding track plants*	330.30.20.31.117*	
Станция управления УЭЛН с частотным регулированием электродвигателя EPU control station of variable frequency motor	До 2017 г. Up to 2017	Устройства приводные* Drive devices*	142929211**	Шестая: от 10 до 15 лет Sixth: ranging 10–15 years
		Преобразователи силовые для электропривода* Power transducers for motor drives*	143120212**	Седьмая: от 15 до 20 лет Seventh: ranging 15–20 years
	С 2017 г. Since 2017	Оборудование для производства бумаги и картона** Equipment for paper and board manufacture**	330.28.95.11***	Пятая: от 7 до 10 лет Fifth: ranging 7–10 years
		Машины энергосиловые и сварочные путевые агрегаты** Energy-power machines and welding track plants**	330.30.20.31.117***	
Трансформатор трехфазный масляный для погружных насосов A three phase oil-immersed transformer for submersible pumps	До 2017 г. Up to 2017	Трансформаторы электрические силовые мощные Electric power transformers	143115010	Седьмая: от 15 до 20 лет Seventh: ranging 15–20 years
	С 2017 г. Since 2017	Машины энергосиловые и сварочные путевые агрегаты* Energy-power machines and welding track plants*	330.30.20.31.117*	

* Наименования и коды ОКОФ определены с помощью переходных ключей [4].

** Приведены в Перечне объектов и технологий, которые относятся к объектам и технологиям высокой энергетической эффективности

(утв. Постановлением Правительства РФ от 17 июня 2015 г. № 600) [5].

*** Приведены в Постановлении Правительства РФ от 25 августа 2017 г. № 1006 «О внесении изменений в перечень объектов и технологий высокой энергетической эффективности» [6].

* Descriptions and the All-Russian Classifier of Fixed Assets codes are defined using transition keys [4].

** Specified in “The list of objects and technologies defined as those of high energy efficiency” (approved by the RF Government Regulation dated June 17, 2015, No. 600) [5].

*** Specified in the RF Government Regulation dated August 25, 2017, No. 1006 “On changes in the list of objects and technologies defined as those of high energy efficiency” [6].

что инвентарным объектом может быть комплекс конструктивно сочлененных предметов, причем уточнено, что под этим термином понимается «один или несколько предметов одного или разного назначения, имеющих общие приспособления и принадлежности, общее управление, смонтированных на одном фундаменте, в результате чего каждый входящий в комплекс предмет может выполнять свои функции только в составе комплекса, а не самостоятельно».

Установки ЭЛН относятся к категории движимого имущества, они не монтируются на фундаменте, а отдельные объекты, входящие в их состав, могут выполнять свои функции в составе другого оборудования [7]. Как считает автор [8], признак «оборудование, смонтированное на одном фундаменте», является обязательным, а не факультативным. Поэтому, если имущество не смонтировано на одном фундаменте, то даже при наличии всех остальных признаков речь не может идти о едином инвентарном объекте. А это означает, что УЭЛН не является инвентарным объектом, подлежащим амортизации не только в рамках бухгалтерского, но и налогового учета, так как в п. 1. ст. 11 [1] указано, что «...понятия и термины... других отраслей законодательства РФ, используемые в настоящем Кодексе, применяются в том значении, в каком они используются в этих отраслях законодательства, если иное не предусмотрено настоящим Кодексом».

Есть и другие аргументы в пользу того, что объекты, входящие в состав УЭЛН – «комплекса конструктивно сочлененных предметов» и используемые совместно, тем не менее являются самостоятельным имуществом.

Во-первых, даже при приобретении полнокомплектных установок в платежных документах указывается стоимость каждого объекта, входящего в их состав.

Во-вторых, подавляющая часть объектов, входящих в состав УЭЛН, приобретается раздельно с оформлением первичных документов.

В-третьих, на каждый приобретенный объект оформляется инвентарная карточка с указанием его цены и СПИ.

В-четвертых, каждый объект вводится в эксплуатацию индивидуально.

Поэтому инвентарные объекты с наименованием «УЭЛН» нелогично включать в Классификатор ОС – в нем должно быть перечислено только оборудование, входящее в состав УЭЛН, идентифицированное своим кодом Общероссийского классификатора основных фондов [9] и включенное в соответствующие амортизационные группы Классификатора ОС. Вопреки этому и в старом, и в новом классификаторе ОС фигурируют комплексный объект – УЭЛН, входящий во вторую амортизационную группу с СПИ от 2 до 3 лет включительно, а также отдельные объекты, входящие в разные амортизационные группы с СПИ до 25 лет включительно. Это обстоятельство обуславливает вариативность выбора групп объектов амортизации оборудования, входящего в состав УЭЛН.

Предприятия, как правило, стараются включить используемое ими оборудование в амортизационные группы с меньшими СПИ объектов. Включение комплексного объекта УЭЛН во вторую амортизационную группу дает основание предприятиям включать в эту же группу все виды оборудования, входящего в состав УЭЛН: насосы, погружные электродвигатели, кабельные линии, станции управления и трансформаторы. До какого-то момента с таким подходом к определению СПИ оборудования УЭЛН соглашались и налоговые службы. Их позиция изменилась после обнародования выводов Инспекции Федеральной налоговой службы № 15 по г. Москве о занижении ООО «Сервисная компания «Борец» налоговой базы по налогу на прибыль на сумму расходов по амортизационным отчислениям и занижении среднегодовой стоимости имущества с наименованием «Кабельные линии» за период 2010–2012 гг. [10]. В ходе проверки было установлено, что ООО «Сервисная компания «Борец» в налоговом учете включила находящуюся на балансе компании часть кабельных линий в первую амортизационную группу Классификатора ОС вместо восьмой, к которой отнесены кабели для нефтяных насосов. Ответчик аргументировал свое решение тем, что кабельные линии и кабели для нефтяных насосов – раз-

ные инвентарные объекты, а поскольку в Классификатор ОС объект с наименованием «Кабельная линия» не входит, налогоплательщик на основании п. 6 ст. 258 [1] имеет право самостоятельно устанавливать срок его полезного использования в соответствии с техническими условиями или рекомендациями изготовителей. Верховный суд РФ поставил точку в этом конфликте, признав, что амортизация кабельных линий в налоговом учете должна рассчитываться с учетом их включения в восьмую амортизационную группу Классификатора ОС (СПИ от 20 до 25 лет включительно), к которой относятся кабели для нефтяных насосов [10]. При этом у нефтяников есть серьезные и обоснованные возражения против включения кабельных линий в восьмую амортизационную группу [11].

Если в части налогового учета предприятия должны руководствоваться нормативными значениями СПИ, то применительно к бухучету СПИ объектов амортизации они могут устанавливать самостоятельно (п. 20 раздела III [3]). Эти права позволяют предприятиям определять реальный объем средств, необходимых для приобретения нового оборудования взамен утрачиваемого вследствие износа.

Рассмотрение Верховным судом РФ конфликта по вопросу выбора СПИ инвентарного объекта «Кабельная линия» является отражением реальных проблем соотношения нормативных СПИ ОС, указанных в классификаторе, и реальных сроков их эксплуатации [11].

Для каждого вида ОС, по замыслу разработчика классификатора, установлен СПИ, максимально приближенный к объективному сроку фактического использования оборудования по назначению. На самом деле, по крайней мере в части позиций оборудования УЭЛН, такого соответствия нет. СПИ оборудования, включенного в Классификатор ОС, не соотносится с реальным сроком службы оборудования по назначению и противоречит экономической сущности института амортизации [11]. Поэтому реальные СПИ оборудования, фиксируемые в бухгалтерском учете, должны быть учтены в Классификаторе ОС, включаемых в амортизационные группы. Это со-

Таблица 2. Скважинные условия эксплуатации оборудования УЭЛН

Table 2. Downhole operating conditions ESP

№ п/п No.	Количество диапазонов характеристик скважинной продукции Bands of borehole production performance	Расшифровка элементов кода – условных обозначений показателей скважинных условий Decoding of code elements – legends of borehole environment indices
1	3	Диапазон изменения количества взвешенных твердых частиц (КВЧ), мг/л: M1: $0 \leq \text{КВЧ} \leq 200$; M2: $200 \leq \text{КВЧ} \leq 500$; M3: $500 \leq \text{КВЧ} \leq 1000$ Size of changing solids content, milligrams per liter: M1: $0 \leq \text{solids content} \leq 200$; M2: $200 \leq \text{solids content} \leq 500$; M3: $500 \leq \text{solids content} \leq 1000$
2	4	Диапазон изменения концентрации абразивных частиц с твердостью 6 и более баллов по шкале Мооса во взвешенных твердых частицах, мг/л: Size of changing concentration of abrasive particles with hardness 6 and higher on the Mohs scale in suspended solids, milligrams per liter: A1 = 0; $0 \leq A2 \leq 20$; $A2: 20 \leq A3 \leq 70$; $70 \leq A4 \leq 100$
3	2	Солеотложение, подразделяется на две группы: C1 – ранее отсутствовали отказы установок по причине солеотложений; C2 – ранее были зафиксированы отказы установок по причине солеотложений Scale, classified into two groups: C1 – no failures of units scale-caused in the past; C2 – failures of units scale-caused in the past
4	5	Диапазон изменения содержания газа на входе в насос по объему: $0 \leq \Gamma_1 \leq 10$; $10 \leq \Gamma_2 \leq 25$; $25 \leq \Gamma_3 \leq 35$; $35 \leq \Gamma_4 \leq 55$; $55 \leq \Gamma_5 \leq 75$ Size of changing gas content on intake side of pump by volume: $0 \leq \Gamma_1 \leq 10$; $10 \leq \Gamma_2 \leq 25$; $25 \leq \Gamma_3 \leq 35$; $35 \leq \Gamma_4 \leq 55$; $55 \leq \Gamma_5 \leq 75$
5	3	Степень агрессивного воздействия среды в зависимости от коррозионного проникновения, мм/год, подразделяется на три группы: K1 < 0,1 – слабоагрессивная; $0,1 \leq K2 \leq 0,5$ – среднеагрессивная; $K3 > 0,5$ – сильноагрессивная The level of corrosive medium attack depending on corrosion penetration, millimeters per year, divided into three groups: K1 < 0,1 – low aggressive; $0,1 \leq K2 \leq 0,5$ – medium aggressive; $K3 > 0,5$ – strong aggressive
6	4	Диапазон изменения температуры пластовой жидкости в месте подвески УЭЛН, °C: 90; 130; 150; 180 Size of changing formation fluid temperature at the EPU suspension point, °C: 90; 130; 150; 180
k = 6	n = 21	–

ответствие является основным условием бесконфликтного администрирования налоговыми службами экономической деятельности предприятий.

МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ СРОКА ПОЛЕЗНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НА ОСНОВЕ ЧИСЛОВЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ

Стоит отметить, что условия выбора СПИ объектов амортизации в налоговом учете не могут соответствовать условиям

его выбора на основе таких критериев, предусмотренных п. 20 раздела III [3], как ожидаемые сроки использования и физический износ объекта, естественные условия и влияние агрессивной среды, система проведения ремонта и проч. Ряд специалистов в области налогообложения полагает, что эти условия общего характера недостаточно точны и однозначны в том смысле, что присваиваемый СПИ необходимо как-то

обосновать, опираясь на конкретные числовые показатели [12].

Так, в [11] автор подробно описал условия эксплуатации кабельных линий, характерные и для других видов подземного оборудования УЭЛН. Эту «описательную» характеристику условий эксплуатации можно выразить через числовые значения факторов, определяющих условия эксплуатации скважинного оборудования УЭЛН [13] (табл. 2).

Количество скважинных условий эксплуатации можно определить как число сочетаний нормативных характеристик скважинной продукции n и количества параметров k , приведенных в коде скважинных условий по [13]:

$$C_n^k = \frac{n!}{(n-k)! \cdot k!} \quad (1)$$

При $k = 6$ и $n = 21$ количество скважинных условий составляет 54 264. Понятно, что для такого количества невозможно определить наиболее вероятное значение экономически рационального срока службы при учете средних условий эксплуатации оборудования УЭЛН, применяемого в нефтяной отрасли РФ в 112 тыс. скважин (данные I квартала 2018 г.). При этом необходимо отметить, что на СПИ кабельных линий будет влиять и ряд факторов, не представленных в табл. 2, в том числе:

- повышенная частота питающего тока (напряжения) – более 50 Гц;
- температура кабельной линии, превышающая 90 °C;
- высокая минерализация пластового флюида – более 20 г/л;
- малые наработки до отказа УЭЛН и связанные с этим частые спускоподъемные операции (СПО);
- износ кабельных линий за счет вибрации УЭЛН и т. д.

Например, при проведении СПО кабельная линия может подвергаться износу за счет контакта с внутренней поверхностью обсадной колонны. Расчетная схема такого взаимодействия представлена на рис. 1.

Износ защитного покрытия брони кабельных линий и его интенсивность может определяться из следующих зависимостей.

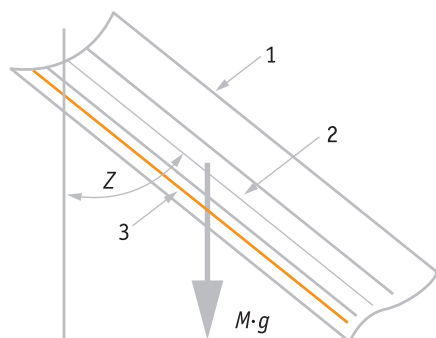


Рис. 1. Расчетная схема для определения усилия прижатия кабеля к обсадной колонне при проведении спускоподъемных операций и при работе УЭЛН

Fig. 1. The settlement scheme for definition of contact pressure of the cable to the casing at carrying out descent and ascent operations and when the ESP is working

Усилие прижатия кабеля к обсадной колонне $N_{\text{скаж}}$, Н, (рис. 1) зависит от угла отклонения оси скважины от вертикали и массы оборудования:

$$N_{\text{скаж}} = M \cdot g \cdot \sin Z, \quad (2)$$

где M – масса колонны насосно-компрессорной трубы, кг; Z – максимальный угол отклонения оси скважины от вертикали, °; g – ускорение свободного падения, м/с².

Путь (расстояние), которое проходит кабельная линия при проведении СПО, зависит от глубины спуска оборудования (длины инструмента) и частоты проведения подземного ремонта скважин (ПРС):

$$L = 2L_{\text{ин}}n, \quad (3)$$

где $L_{\text{ин}}$ – длина спуска УЭЛН в скважину, м; n – число СПО на скважине в год. На основании стендовых испытаний выявлена зависимость износа защитного цинкового покрытия от усилия и пути, которое проходит контртело трения (рис. 2), по которой есть возможность оценить время T , лет, до разрушения защитного цинкового слоя в натурных скважинных условиях:

$$T = [L_{\text{расч}}]/L_{\text{год}}, \quad (4)$$

где $[L_{\text{расч}}]$ – допустимая величина пути, при которой разрушается (изнашивается) защитное цинковое покрытие, м;

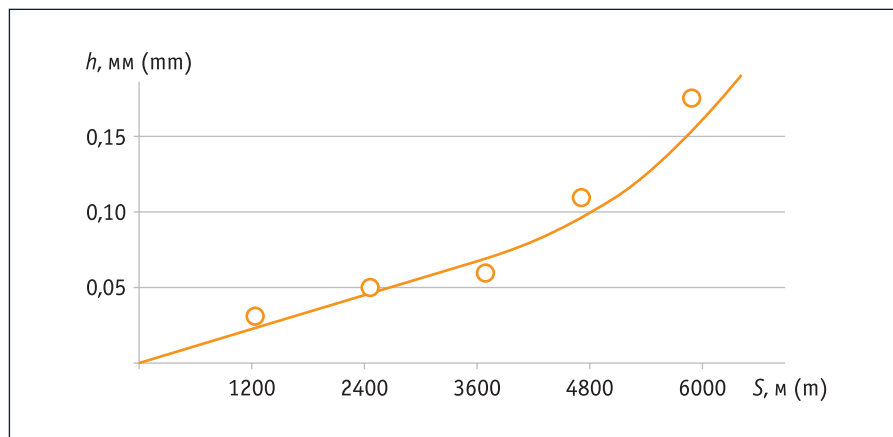


Рис. 2. Зависимость износа защитного цинкового покрытия h от усилия и пути S , пройденного контртелом трения при значении усилия прижатия $N_{\text{стенд}} = 15$ кН

Fig. 2. The dependence of the wear of the protective zinc coating h of the force and the path S traversed by counter-body friction value of the clamping force applied to the $N_{\text{стенд}} = 15$ кН

$L_{\text{год}}$ – фактический путь, который кабельная линия проходит при проведении ПРС в пересчете на год, м. Допустимая величина пути, при которой разрушается (изнашивается) защитное цинковое покрытие определяется по формуле:

$$[L_{\text{расч}}] = L_{\text{каб}_i} \cdot N_{\text{стенд}} / N_{\text{скаж}}, \quad (5)$$

где $L_{\text{каб}_i}$ – величина пути, проходимого контртелом трения на стенде, соответствующая полному разрушению защитного цинкового покрытия i -ого кабеля. Пусть для условного кабеля № 1 $L_{\text{каб}_i}$ составляет 9000 м, средняя наработка до отказа по скважине – 540 сут, глубина подвески – 3000 м, усилие прижатия кабеля к обсадной колонне – 98 Н, усилие прижатия контртела трения на стенде – 15 Н. Тогда время до разрушения (износа) защитного цинкового покрытия составит:

$$T = [L_{\text{расч}}]/L_{\text{год}} = L_{\text{каб}_i} \cdot N_{\text{стенд}} / N_{\text{скаж}} / L_{\text{год}} = 9000 \cdot 15 / 98 (3000 \cdot 365 : 540) = 0,68 \text{ года.}$$

Практически износ защитного цинкового слоя будет полным еще до окончания среднего срока наработки до отказа по данной скважине, в связи с чем кабельная линия должна быть списана после первого ПРС. Критерием отказа от дальнейшего использования кабельной линии в данном случае будет отсутствие на броне защитного антикоррозион-

ного покрытия, т. е. несоответствие технического состояния кабельной линии техническим условиям на этот вид продукции.

РАСЧЕТ СРОКА ЭФФЕКТИВНОЙ РАБОТЫ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ В ЗАВИСИМОСТИ ОТ УСЛОВИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

В РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина разработана методика определения времени эффективной работы кабельных линий в зависимости от условий эксплуатации. Эта величина может быть использована для расчета СПИ для кабельных линий, входящих в состав УЭЛН.

Например, для скважин с парциальным давлением углекислого газа 0,05 МПа и рабочим давлением 12,0 МПа кабельная линия с первоначальной диэлектрической прочностью материала изоляции 15 МОм будет терять 10 % диэлектрической прочности всего за 1 год и 2 мес.

Для скважин, концентрация ионов хлора в продукции которых составляет 5000 мг/л при рабочем давлении 12,0 МПа, кабельная линия снизит свою диэлектрическую прочность на 10 % за 4 года и 7 мес.

Имеются расчетные зависимости и для других осложненных условий эксплуатации (повышенное давление, температура, частота питающего напряжения, вибрация скважинного оборудования и др.).

Таблица 3. Методика расчета потребности в объектах УЭЛН

Table 3. The design procedure of the demand for electric pumping units

Наименование показателя Factor name	Обозначение Description	Обоснование Basis
Исходные данные Initial data		
Норма амортизации Depreciation rate	A	Классификатор основных средств, включаемых в амортизационные группы Classifier of fixed assets to be included into amortization groups
Коэффициент ремонтно-оборотного фонда The factor of repair-and revolving fund	K	Показатель утверждается менеджментом нефтегазодобывающего предприятия The factor is to be approved by the management of an oil-and-gas producing company
Фонд скважин на конец расчетного года, ед. Well stock as of the end of the year of assessment, units	Ф	Отчетные данные нефтегазодобывающего предприятия The summary report of oil-and-gas producing companies
Парк оборудования на начало года, предшествующего расчетному, ед. The base as of the beginning of the year preceding the year of assessment, units	П	Отчетные данные нефтегазодобывающего предприятия The summary report of oil-and-gas producing companies
Ожидаемое поступление оборудования в году, предшествующем расчетному, ед. Expected equipment supply in the year preceding the year of assessment, units	Н	Договоры на поставку оборудования Vendor contracts
Расчетные параметры Design parameters		
Количество оборудования, подлежащее списанию в году, предшествующем расчетному, ед. Equipment units subject to write-off in the year preceding the year of assessment, units	C ₁	C ₁ = A·П (6)
Парк оборудования на начало расчетного года, ед. The base as of the beginning of the year of assessment, units	П ₁	П ₁ = П – C ₁ + Н (7)
Подлежит списанию в расчетном году, ед. Be subject to write-off in the year of assessment, units	C ₂	C ₂ = A·П ₁ (8)
Необходимый парк оборудования на конец расчетного года, ед. The required base as of the end of the year of assessment, units	П ₂	П ₂ = К·Ф (9)
Потребное количество оборудования, ед. Equipment requirement, units	N	N = П ₂ – П ₁ + C ₂ (10)
Подставив в формулу (6) значения П ₁ , П ₂ и C ₂ и проведя преобразование, получим потребное количество оборудования N = К·Ф – П(1 – A) ² – Н·(1 – A) (11) Substitution of П ₁ , П ₂ and C ₂ values into the formula (6) and performance of the transformation will result in the required equipment units N = К·Ф – П(1 – A) ² – Н·(1 – A) (11)		

Поскольку каждое месторождение и даже каждая скважина характеризуются индивидуальными условиями эксплуатации, нормировать сроки амортизации подземного оборудования, работающего в каждой скважине и даже на каждом месторождении, практически невозможно. Для решения этой задачи можно либо проводить расчеты СПИ для кабельных линий, входящих в состав УЭЛН, в каждой конкретной скважине, либо использовать представленную далее методику определения численных значений норм амортизации скважинного оборудования УЭЛН, универсальных для бухгалтерского и налогового учета. В основу предлагаемого алгоритма положена методика определения потребности в УЭЛН нефтегазодобывающих предприятий Министерства нефтяной промышленности СССР, согласно которой расчет потребности в оборудовании осуществляется на базе двух нормативов – норм амортизации, утверждаемых правительством, и коэффициента ремонтно-оборотного фонда, утверждаемого руководством нефтегазодобывающего предприятия (табл. 3). Решая уравнение (7) для определения нормы амортизации A получим:

$$A = 1 - \frac{-N + \sqrt{N^2 - 4П(Н - К·Ф)}}{2П} \quad (12)$$

Заменяв в формуле (12) потребное количество оборудования N на фактическое или запланированное к вводу в расчетном году, получим значение фактической нормы амортизации объекта основных средств, рассчитанной на базе численных значений исходных данных, зафиксированных в учетных документах предприятия. Таким образом, норма амортизации ОС в составе УЭЛН, рассчитанная по предлагаемой методике, отражает фактические затраты конкретного предприятия на восстановление оборудования, вышедшего из эксплуатации по причине износа, и с учетом увеличения или уменьшения количества эксплуатируемых скважин на конец расчетного года. Этот показатель может быть принят в качестве универсального среднего нормативного значения норм амортизации для использования в бухгалтерском и налоговом учете каждого предприятия.

Налоговые службы могут проверить принятую предприятием норму амортизации, поскольку она рассчитывается на основе признаваемых ими отчетных

и бухгалтерских документов. Предлагаемая методика определения численных значений норм амортизации в случае признания в качестве возможной ос-

новы расчета нормативных значений должна быть оформлена в соответствии с требованиями, предъявляемыми к документам законодательного статуса.

Литература:

1. Налоговый кодекс Российской Федерации [Электронный источник]. Режим доступа: www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_19671/ (дата обращения: 11.12.2018).
2. Постановление Правительства РФ от 01.01.2002 № 1 (ред. от 28.04.2018) «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы» [Электронный источник]. Режим доступа: www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34710/ (дата обращения: 11.12.2018).
3. Положение по бухгалтерскому учету «Учет основных средств» ПБУ 6/01 [Электронный источник]. Режим доступа: www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_31472/71350ef35fca8434a702b24b27e57b60e1162f1e/ (дата обращения: 11.12.2018).
4. Гинзбург М.Я. Возможности увеличения эффективности добычи нефти установками электроприводных лопастных насосов за счет оптимизации кодификации оборудования в общероссийских классификаторах основных фондов // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2018. № 7–8. С. 64–75.
5. Перечень объектов и технологий, которые относятся к объектам и технологиям высокой энергетической эффективности (утв. Постановлением Правительства РФ от 17.06.2015 № 600) [Электронный источник]. Режим доступа: http://base.garant.ru/71095216/0e3a8cfc8cf7c404a3466e14aa233aae/#block_1000 (дата обращения: 11.12.2018).
6. Постановление Правительства РФ от 25.08.2017 № 1006 «О внесении изменений в перечень объектов и технологий, которые относятся к объектам и технологиям высокой энергетической эффективности» [Электронный источник]. Режим доступа: www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/71654354/ (дата обращения: 11.12.2018).
7. Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Каштанов В.С., Сабиров А.А., Пекин С.С. Оборудование для добычи нефти и газа. М.: Нефть и газ, 2002. Ч. 1. 720 с.
8. Крайнев А. Учет комплексных объектов: амортизировать или списывать одновременно? [Электронный источник]. Режим доступа: www.buhonline.ru/pub/comments/2011/2/4279 (дата обращения: 11.12.2018).
9. ОК 013-2014 (СНС 2008). Общероссийский классификатор основных фондов (принят и введен в действие Приказом Росстандарта от 12.12.2014 № 2018-ст) (ред. от 08.05.2018) [Электронный источник]. Режим доступа: www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_184368/ (дата обращения: 11.12.2018).
10. Определение ВС РФ от 28.10.2015 № 305-КГ15-7669 [Электронный источник]. Режим доступа: <https://nalogcodex.ru/pract/Opredelenie-VS-RF-N-305-KG15-7669-ot-28-oktyabrya-2015-g/> (дата обращения: 11.12.2018).
11. Классификация амортизационных групп и объективные сроки эксплуатации основных средств. Комментарий к Определению Судебной коллегии по экономическим спорам ВС РФ от 28.10.2015 № 305-КГ15-7669 (Шелкунов А.Д.) [Электронный источник]. Режим доступа: <http://xn----7sbbaj7auwnffhk.xn--p1ai/article/23075> (дата обращения: 11.12.2018).
12. Пляс К. Особенности определения срока полезного использования основных средств [Электронный источник]. Режим доступа: <http://ppt.ru/news/116180> (дата обращения: 11.12.2018).
13. ГОСТ Р 56830–2015. Нефтяная и газовая промышленность. Установки скважинных электроприводных лопастных насосов. Общие технические требования [Электронный источник]. Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200128305> (дата обращения: 11.12.2018).

References:

1. Tax Code of the Russian Federation [Electronic source]. Access mode: www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_19671/ (access date – December 11, 2018). (In Russian)
2. The RF Government Regulation dated 01.01.2002 No. 1 (revised on 28.04.2018) "On Classification of Fixed Assets to be Included into Amortization Groups" [Electronic source]. Access mode: www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34710/ (access date – December 11, 2018). (In Russian)
3. Regulations on Accounting "Fixed Assets Register" PBU 6/01 [Electronic source]. Access mode: www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_31472/71350ef35fca8434a702b24b27e57b60e1162f1e/ (access date – December 11, 2018). (In Russian)
4. Ginzburg M.Ya. The Possibility of Increasing the Efficiency of Oil Production by Electric Drive Pump Units through Optimizing the Codification of Equipment in the All-Russian Classifier of Fixed Assets. Territorija «NEFTEGAS» = Oil and Gas Territory, 2018, No. 7–8, P. 64–75. (In Russian)
5. The List of Objects and Technologies Defined as Those of High Energy Efficiency (approved by the RF Government Regulation dated 17.06.2015 No. 600) [Electronic source]. Access mode: http://base.garant.ru/71095216/0e3a8cfc8cf7c404a3466e14aa233aae/#block_1000 (access date – December 11, 2018). (In Russian)
6. The RF Government Regulation dated 25.08.2017 No. 1006 "On Changes into the List of Objects and Technologies Defined as Those of High Energy Efficiency" [Electronic source]. Access mode: www.garant.ru/products/ipo/prime/doc/71654354/ (access date – December 11, 2018). (In Russian)
7. Ivanovskiy V.N., Darizshev V.I., Kashtanov V.S., Sabirov A.A., Pekin S.S. Oil and Gas Production Equipment. Moscow, Neft' i gaz [Oil and Gas], 2002, Part 1, 720 p. (In Russian)
8. Krainev A. Registration of Complex Objects: to Amortize or Write Off at a Time? [Electronic source]. Access mode: www.buhonline.ru/pub/comments/2011/2/4279 (access date – December 11, 2018). (In Russian)
9. All-Russian Classifier (OK) 013-2014 (System of National Accounts 2008). The All-Russian Classifier of Fixed Assets (approved and effected by the Federal Agency on Technical Regulating and Metrology Order dated 12.12.2014 No. 2018-cr) (revised on 08.05.2018) [Electronic source]. Access mode: www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_184368/ (access date – December 11, 2018). (In Russian)
10. Assessment by the Supreme Court of the Russian Federation dated 28.10.2015 No. 305-KG15-7669 [Electronic source]. Access mode: <https://nalogcodex.ru/pract/Opredelenie-VS-RF-N-305-KG15-7669-ot-28-oktyabrya-2015-g/> (access date – December 11, 2018). (In Russian)
11. Classification of Amortization Groups and Objective Life of Fixed Assets. Comments on the Assessment of Chamber for Commercial Disputes of the Supreme Court of Russian Federation dated 28.10.2015 No. 305-KG15-7669 (Shelkunov A.D.) [Electronic source]. Access mode: <http://xn----7sbbaj7auwnffhk.xn--p1ai/article/23075> (access date – December 11, 2018). (In Russian)
12. Plyas K. Peculiarities of the Assessment on a Beneficial Use Period of Fixed Assets [Electronic source]. Access mode: <http://ppt.ru/news/116180> (access date – December 11, 2018). (In Russian)
13. State Standard (GOST R) 56830–2015. Petroleum Industry. Downhole Electric Vane Pumping Units. General Specifications [Electronic source]. Access mode: <http://docs.cntd.ru/document/1200128305> (access date – December 11, 2018). (In Russian)