

# Энергосберегающая нагревательная система для штанговых глубинных насосов

DOI:10.24411/2076-6785-2019-10051

**А.М. Насыров**

к.т.н., профессор кафедры РЭНГМ<sup>1</sup>  
amdakh-nasyrov@rambler.ru

**С.Б. Колесова**

к.э.н., директор, доцент кафедры РЭНГМ<sup>1</sup>  
sbk@udsu.ru

**Ю.В. Шляпников**

к.т.н., ген. директор<sup>2</sup>  
y.shlyapnikov@uds18.ru

**Л.И. Локшин**

главный инженер<sup>3</sup>  
lokshin36@yandex.ru

<sup>1</sup>Институт нефти и газа им. Гучериева ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет», Ижевск, Россия

<sup>2</sup>ООО «УДСнефть», Ижевск, Россия

<sup>3</sup>ООО «Центр инновационных технологий», Пермь, Россия

**В нефтяной промышленности в последние годы нашли широкое применение нагревательные кабельные линии (далее — НКЛ) для предупреждения и удаления асфальтосмолистых парафиновых отложений (далее — АСПО) в подъемных трубах штанговых глубинных насосов. Кроме того, НКЛ применяется также при добыче высоковязких нефтей для предупреждения зависания насосных штанг при ходе вниз. НКЛ при этом спускается снаружи насосно-компрессорных труб (далее — НКТ) и прикрепляется к ним металлическими поясами. Такой способ применения НКЛ имеет низкий коэффициент полезного действия, поскольку большая часть тепла затрачивается для нагрева скважины и окружающих пород. Авторами предлагается применять НКЛ внутри полых штанг в интервале от устья до немного ниже глубины отложений АСПО. Причем внутренняя полость полых штанг не используется для подъема нефти. Это обеспечивает создание системы нагрева добываемой нефти штанговым глубинным насосом с высоким коэффициентом полезного действия, а также повышает безопасность монтажа кабеля и функционирования системы**

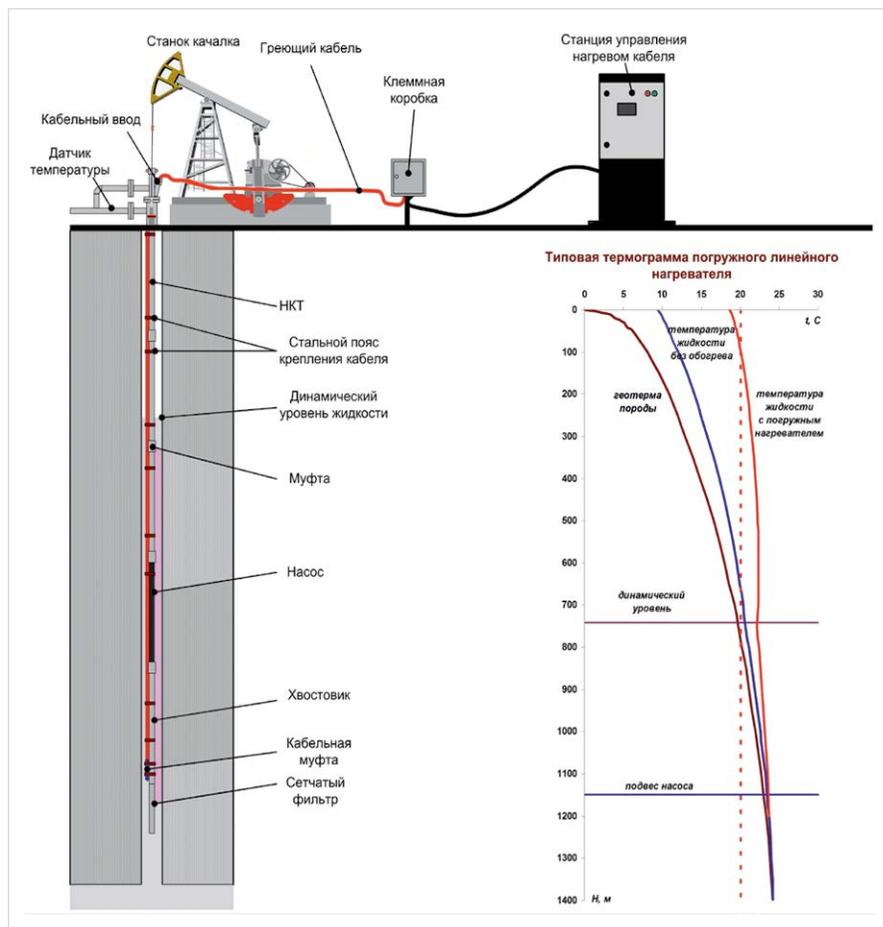


Рис. 1 — Схема применения нагревательных кабельных линий с прикреплением снаружи НКТ. Глубина спуска до приемного фильтра насоса  
Fig. 1 — Heating cable line fixed outside of the tubing application diagram. Cable line goes to the pump intake depth

Нагревательные кабельные линии нашли широкое применение в промышленности, особенно, в нефтегазовой отрасли. В частности НКЛ применяется для предупреждения АСПО и газогидратов в скважинах. Применяемая схема использования НКЛ для предупреждения АСПО в скважинных штанговых насосных установках показана на рис. 1 [1]. Электроэнергия от трансформатора передается на станцию управления нагревательной системой, далее — в клеммную коробку, после чего подключается НКЛ. Далее кабель через сальниковое устройство в устьевой арматуре спускается ниже глубины отложений парафина путем закрепления к НКТ металлическими поясами (рис. 2а). Тепло от НКЛ передается через стенки НКТ к добываемой жидкости, тем самым поддерживая температуру добываемой жидкости выше температуры кристаллизации парафина. Недостаток такого способа заключается в том, что большая часть выделяемого тепла расходуется неэффективно: для нагрева самой скважины и окружающей породы, а для нагрева поднимаемой жидкости используется небольшая часть теплоты. Поэтому КПД такой системы

колеблется в интервале 0,25–0,3 и менее. Кроме того, при спускоподъемных операциях (далее — СПО) НКТ часто происходит повреждение кабеля, хотя для защиты кабеля применяются специальные протекторы. Все это снижает эффективность использования указанной системы, конкурентоспособность данной технологии предупреждения и удаления отложений парафина. Как пример, потребляемая мощность НКЛ при внедрении на скв. 922 Чутырского месторождения ОАО «Удмуртнефть» показана в таб. 1.

Как видно из таблицы, после установления стабильного режима работы НКЛ потребляемая мощность нагревательной системы составляет в среднем 24 кВт. Это значительная мощность, она сопоставима с потребляемой мощностью станка-качалки.

Для определения коэффициента полезного действия с допустимой для производственных условий точностью выполним расчет теоретически необходимой мощности, используя уравнение теплового баланса:

$$Q = m \cdot C \cdot \Delta T,$$

где

$Q$  — количество теплоты, необходимое для

## Материалы и методы

На основе анализа промысловых данных, инженерных расчетов технологического процесса и свойств материалов оборудования.

## Ключевые слова

нагревательная система, нагревательные кабельные линии, насосно компрессорные трубы, коэффициент полезного действия, асфальто-смолистые парафиновые отложения, высоковязкие нефти

нагрева суточной массы добычи жидкости, ккал;

$m$  — масса суточной добычи жидкости, кг,  $m = 15\,000$  кг;

$C$  — теплоемкость жидкости, ккал/кг·град,  $C = 0,95$  ккал/кг·град;

$\Delta T$  — среднее увеличение температуры жидкости в НКТ при нагреве, град,  $\Delta T = 9$  град.

После вычислений получаем при этом:

$Q = 128,25 \cdot 10^3$  ккал.

Учитывая, что  $1$  ккал·час =  $0,001163$  кВт, часовая потребляемая мощность составит:

$M = 128,25 \cdot 10^3 \cdot 0,001163 : 24 = 6,2$  кВт.

КПД нагревательной системы на скважине 922 Чутырского месторождения составляет:

$\eta = 6,2 \text{ кВт} : 24 \text{ кВт} = 0,258$ .

$\eta = 0,258$  — очень низкий КПД.

Для повышения КПД нагревательной системы предлагались различные технические решения.

Известны способ и устройство нагрева нефтедобывающей скважины со штанговым глубинным насосом где нагревательный кабель спускается до штока глубинного насоса внутри полых насосных штанг [2]. Полые штанги заполняются диэлектрической и термопроводящей жидкостью, уровень которой поддерживают на конце верхней части колонны полых штанг. Полые штанги и нагревательный кабель подвешиваются к траверсе канатной подвески станка-качалки (СК) автономно, причем ввод кабеля сверху полых штанг производится без герметичного сальника. Подвод кабеля к траверсе выполняется, минуя головки балансира станка-качалки. Электроэнергия к нагревательному кабелю от источника передается через станцию управления и клеммную коробку.

Недостатком такого устройства является то, что герметичные полые штанги спускаются до насоса независимо от интервала кристаллизации парафина. При добыче высоковязкой нефти или эмульсии в случае периодического включения НКЛ это приводит к «зависанию» штанг при ходе вниз (т.е. отставание штанг от хода головки балансира), что означает аварийную ситуацию. Кроме того, полые штанги заполняются диэлектрической и термопроводящей жидкостью, уровень которой поддерживают до конца верхней штанги. Этот процесс не технологичен, требует много времени для выполнения. Подъем

полых штанг производится с жидкостью, что недопустимо по требованиям промышленной безопасности.

Кроме того, боковой подвод кабеля к траверсе минуя головки балансира приводит к циклическим изгибам большой амплитуды значительной длины кабеля. Это снижает безопасность работы системы и ускоряет потерю работоспособности кабеля. Все эти причины привели к невозможности применения патента №2280153 в реальных условиях.

Авторами разработана оптимальная конструкция нагревательной системы, снижающая трудоемкость монтажа, повышающая КПД, межремонтный период работы скважины и безопасность обслуживания. Цель достигается тем, что в эксплуатационную колонну 1 (рис. 3) спускается на НКТ 2 глубинный насос 3, плунжер которого соединен с монолитными насосными штангами 4, верхний конец которых не достигает до глубины кристаллизации парафина на 80–120 м. Выше монолитных штанг на 15–20 метров в скважину спускается нагревательный кабель 5 внутри полых штанг 6. Полые штанги нижним концом соединены с монолитными штангами 4, а сверху подвешиваются на траверсе 18 с помощью корпуса сальника 17. Нижняя полая штанга и предпоследняя верхняя штанга имеют свободное сообщение с внутренним пространством НКТ. На крышке 16 сальника 17 с помощью зажима 14 подвешивается нагревательный кабель, ввод которого в полые штанги герметизируется в сальнике 17. Выше зажима 14 на расстоянии 0,8–1,0 метр выполняется переход 9 от нагревательного кабеля 5 на силовой бронированный кабель 10, который имеет большую гибкость по сравнению с НК. Для обеспечения безопасной эксплуатации и минимального циклического изгиба при возвратно-поступательном движении полых штанг силовой кабель последовательно без натяга крепится к головке балансира станка-качалки 11, далее вдоль балансира до опорного подшипника, после этого спускается вниз до клеммной коробки 12, где соединяется с источником питания от станции управления 13. При этом силовой кабель 10 подвергается незначительному изгибу около опорного подшипника балансира СК при качании головки балансира. Практика применения такой конструкции кабельной системы показала рациональность.

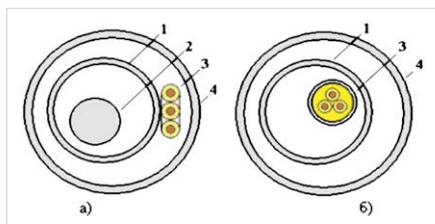


Рис. 2 — Существующая схема расположения НКЛ внутри скважины для ШГН (а) и для ЭЦН (б): 1 — НКТ; 2 — насосные штанги; 3 — нагревательный кабель; 4 — эксплуатационная колонна

Fig. 2 — Existing scheme of heating cable placement inside the well for the sucker rod pumping unit (a) and for the electric submersible pumping unit (b): 1 — Tubing string; 2 — sucker rods; 3 — heating cable; 4 — tubing

Отработанное время, сут.	Температура жилы, °С	Температура жидкости на устье, °С	Средняя потребляемая мощность, кВт
2	89	26,4	33
3	88,4	28	33,1
8	87,3	25,6	30,4
15	88,4	29,2	32,2
23	88,8	28,2	33,1
27	85,3	27,3	23,9
31	87	25,4	23,7
45	85,2	25,1	24,1
60	86,6	24,5	24,0

Таб. 1 — Потребляемая мощность нагревательной кабельной линии на скважине №922 Чутырского месторождения ОАО «Удмуртнефть» при вводе на режим предупреждения отложений

Tab. 1 — Power consumption of the heating cable line at well No.922 of the Chutyrskoye field of OJSC «Udmurtneft» when entering the sediment warning mode

Монтаж нагревательной системы производится по следующей схеме. Вначале на расчетную глубину спускается цилиндр насоса на НКТ. Потом спускается плунжер сначала на обычных монолитных штангах, затем полые штанги на глубину начала кристаллизации парафина плюс 80–120 метров. Переход от обычных штанг к полым производится переходной муфтой 19. То, что нижняя полая штанга и предпоследняя верхняя имеют отверстия для сообщения внутреннего пространства полых штанг с НКТ, позволяет заполнять полые штанги 6 жидкостью при спуске в скважину и сливать жидкость при подъеме, что очень важно при СПО. Самая верхняя полая штанга играет роль устьевого полированного штока, пропускается через сальник 8, установленный на планшайбе 7 устьевого арматуры. К верхнему концу полой штанги на резьбе закручивается корпус сальника 17 для герметизации кабеля 5. Корпус сальника 17 поддерживает колонну полых штанг 6 на траверсе 18 канатной подвески 15. Нагревательный кабель 5 спускается на глубину меньше глубины полых штанг 6 на 15–20 метров и подвешивается на зажиме 14 на крышке 16 сальника 17 полых штанг. Сальник препятствует выходу скважинных флюидов в атмосферу.

Нагревательная система может работать в двух режимах: в режиме предупреждения отложений парафина или в режиме удаления отложений парафина. В первом случае НК находится постоянно под напряжением, и температура добываемой жидкости на устье поддерживается постоянно на 4–5 градусов выше температуры кристаллизации АСПО (парафина). При этом температура нагрева НК небольшая, подбирается эмпирическим путем.

В режиме удаления НК подключается через определенное время — 4–7 суток. При этом температура НК достигает 90 градусов в зависимости от характеристики кабеля. Температура же добываемой жидкости на устье достигается 60 градусов и более, т.е. выше температуры плавления АСПО.

На практике преимущественно применяют первый вариант, поскольку нагретая скважинная жидкость имеет меньшую вязкость, уменьшает нагрузку на головку балансира и предохраняет штанги от зависания.

КПД такого нагревательного устройства в два и более раз больше, чем при применении кабеля снаружи НКТ [1]. Свободное пространство полых штанг с НКТ, а также ступенчатое применение штанг упрощают монтаж нагревательной системы, снижают вероятность зависания штанг. Внутренняя полость полых штанг используются не для подъема жидкости, а для защиты НК,

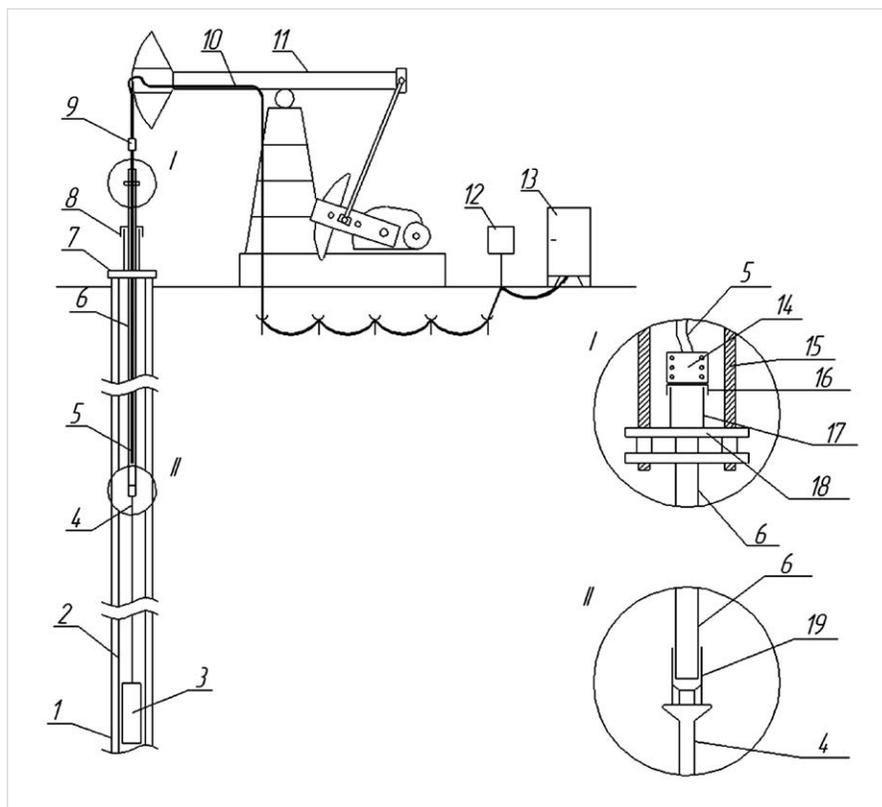


Рис. 3 — Схема нагревательной системы с использованием полых штанг для спуска кабеля  
Fig. 3 — Scheme of the heating system based on positioning the heating cable inside the hollow sucker rods

что позволяет применять малые диаметры полых штанг.

Проведение кабеля по элементам конструкции СК позволяет обеспечить безопасную эксплуатацию кабеля и незначительный изгиб его при работе качалки.

#### Итоги.

Выполнен анализ энергоэффективности существующих способов использования НКЛ в скважинах для нагрева поднимаемой из пласта жидкости, изложены недостатки. Предложен способ применения НКЛ для ШГН в целях предупреждения АСПО или снижения вязкости нефти с существенным улучшением энергетических характеристик и безопасности эксплуатации.

#### Выводы

1. В скважинах, при малых межоперационных периодах по удалению АСПО, а также в условиях расположения скважин в труднодоступных для автотранспорта местах, нашли применение нагревательные кабельные линии,

спускаемые в скважину.

2. Недостатками существующей системы применения НКЛ для ШГН являются высокое энергопотребление из-за низкого КПД и частая повреждаемость кабеля при спуско-подъемных операциях НКТ.

3. Предлагаемый способ применения полых штанг для спуска НКЛ обеспечивает высокий КПД нагревательной системы и значительно снижает механическую повреждаемость кабеля.

#### Литература.

1. Патент №RU66843U1. Кабельная линия, приоритет от 07.05.2007, кл. H01B 7/18, E21B 37/00.
2. Патент №2280153. Способ и устройство нагрева нефтедобывающей скважины со штанговым глубинным насосом, приоритет от 11.02.2005, кл. E21B 43/24, 37/00, 36/04.
3. Галикеев И.А., Насыров В.А., Насыров А.М. Эксплуатация месторождений нефти в осложненных условиях. Москва-Вологда, «Инфра-Инженерия», 2019. 356 с.

## Reducing the effect of free gas on the operation of pumping equipment

#### Authors

**Amdakh M. Nasyrov** — Ph.D., professor<sup>1</sup>; [amdakh-nasyrov@rambler.ru](mailto:amdakh-nasyrov@rambler.ru)  
**Svetlana B. Kolesova** — Ph.D., director, associate professor<sup>1</sup>; [sbk@udsu.ru](mailto:sbk@udsu.ru)  
**Yuriy V. Shlyapnikov** — Ph.D., CEO<sup>2</sup>; [y.shlyapnikov@uds18.ru](mailto:y.shlyapnikov@uds18.ru)  
**Lev I. Lokshin** — chief engineer<sup>3</sup>; [lokshin36@yandex.ru](mailto:lokshin36@yandex.ru)

<sup>1</sup>“UDS OIL” LLC, Izhevsk, Russian Federation

<sup>3</sup>“Center of innovation technologies”, Perm, Russian Federation

## Abstract

Over the last years heating cable systems have become widely used in the oil and gas industry for the prevention and control of asphalt, resin and paraffin deposits in the tubing. In addition, heating cables are being used during the production of high-viscosity oils to prevent the sucker rods from sticking during the down-stroke. In this case the heating cable line is lowered into the well on the exterior of the oil-well tubing and is fastened to the tubing by clamps. This method of the heating cable application has a low efficiency factor because a significant part of the produced heat is absorbed by the well and the surrounding rock. The authors propose an implementation of heating cable lines inside of hollow sucker rods on the interval from the wellhead till the end of the asphalt, resin and paraffin deposition zone. It is worth noting that the inner space of sucker rods is not used for oil lifting. This provides the realization of an oil heating sucker rod pumping system with a high efficiency factor.

Additionally, it improves the safety of the cable installation operations and the whole system operation.

## Materials and methods

Based on the analysis of industrial data, engineering calculations of the technological processes and equipment material properties.

## Keywords

heating system, heating cable line, tubing, efficiency factor, asphalt, resin and paraffin deposits, high-viscosity oil

## Results

An analysis of the existing methods of heating cable systems application in oil wells for heating the produced fluid has been carried out, the drawbacks have been highlighted.

A heating cable systems application method for sucker rod pumping systems

has been proposed. This method can be used for prevention of asphalt, resin and paraffin deposits and produced oil viscosity reduction with a significant improvement the energy characteristic and the pumping system operating safety.

## Conclusions

1. Heating cable systems have found practical use in wells with a low deposit removal interoperation period and in wells situated in hard-to-reach places.
2. The drawbacks of the current heating cable systems implications are related to high energy consumption due to low efficiency and a high cable damage rate during round-trip operations.
3. The proposed method of hollow sucker rods application for the heating cable system provides a high efficiency factor and significantly reduces the risks of mechanical damage.

## References

### References

1. Patent №RU66843U1. Kabel'naya liniya [Cable line]. Priority from 07.05.2007, kl. H01B 7/18, E21B 37/00.
2. Patent №2280153. Sposob i ustroystvo

nagreva nefte dobyvayushchey skvazhiny so shtangovym glubinnym nasosom [Heating method and device for oil production wells provided with sucker-rod pumping system]. Priority from 11.02.2005, kl. E21B 43/24, 37/00, 36/04.

Galikeev I.A., Nasyrov V.A., Nasyrov A.M. *Ekspluatatsiya mestorozhdeniy nefti v oslozhnennykh usloviyakh* [Exploitation of oil fields in abnormal operating conditions]. Moscow-Vologda: Infra-Inzheneriya, 2019, 356 p.

## Системы измерительные ИГЛА предназначены для измерения уровня, температуры, плотности нефтепродуктов, уровня подтоварной воды, объема и массы нефтепродуктов

СИ ИГЛА обеспечивает оптимальный выбор решений как для небольших АЗС, так и измерения запасов нефтепродуктов для нефтебаз с десятками резервуаров.

Технологии СИ ИГЛА охватывают широкий диапазон использования емкостных уровнемеров от стационарных объектов (АЗС, НБ) до измерения массы нефтепродуктов на баках тепловозов, судов и емкостях бензовозов.

Конструкция датчика уровня не имеет движущихся частей (в уровнемерах нет поплавков), что делает ее очень надежной и позволяет не обслуживать датчик уровня при эксплуатации в обычных условиях. А емкостной принцип измерения делает уровнемеры СИ ИГЛА единственными уровнемерами, которые могут контролировать наличие расслоения топлива и определять грязь/ржавчину в топливе, в нижней части резервуаров.

Измерение уровня выполняется всегда от дна резервуара, т.к. уровнемеры СИ ИГЛА жестко стоят на дне резервуара и не связаны жестко с его крышей, что полностью соответствует методике измерений в Правилах эксплуатации резервуаров.

Датчики плотности СИ ИГЛА имеют компактный размер и единый диапазон измерения для светлых нефтепродуктов.

Аппаратура системы успешно работает в самых жестких условиях различных климатических регионов, в том числе на нефтебазах Чукотки (г. Певек, г. Анадырь), Якутии (г. Мирный), Ямале (г. Надым), южных регионах РК (г. Алматы, г. Шымкент).

СИ ИГЛА имеет сертификат соответствия ТР ТС 12/2011 и внесена в Государственный реестр средств измерений под №22495-12.

Измерительные Системы ИГЛА

**Уровнемеры для нефтепродуктов**

от производителя:  
**ООО «НПП «ИИТ»**



+7(495) 592-44-31 +7(495) 592-44-30

- уровень НП
- уровень воды
- температура
- плотность
- расслоение
- объем
- масса НП

info@igla.info www.igla.info