

С.С. Ульянов¹; Д.С. Давыдов¹; Р.И. Сагындыков¹; А.С. Тотанов²; В.Е. Долинюк¹, e-mail: DoliniukVE@samng.rosneft.ru; Г.Г. Гиляев¹

¹ АО «Самаранефтегаз» (Самара, Россия).

² Самарский филиал ООО «РН-Ремонт НПО» (Самара, Россия).

Модернизация нефтепогружного кабеля установки электроцентробежного насоса: оснащение неметаллизированной защитной броней

Одной из основных причин отбраковки нефтепогружного кабеля при его ремонте является коррозия брони. В процессе эксплуатации скважин на месторождениях Волго-Уральского региона, осложненных наличием сернистого водорода, стальная броня нефтепогружного кабеля непосредственно контактирует с коррозионно-агрессивной скважинной жидкостью и газом, что со временем приводит к возникновению коррозионных дефектов. В процессе подъема нефтепогружного кабеля из скважины происходит осыпание корродированных частей стальной брони кабеля и, как следствие, снижение защиты от механических повреждений изоляционного слоя токопроводящих жил кабеля при проведении спускоподъемных операций. Одним из возможных путей решения может являться использование коррозионноустойчивых сталей в качестве брони. Однако использование дорогостоящих материалов увеличит стоимость нефтепогружного кабеля в целом, что неизбежно повлияет на рост удельных совокупных затрат на добычу нефти механизированным способом. Учитывая последние достижения в области производства и применения полимерных материалов, в качестве одного из возможных вариантов снижения отбраковки нефтепогружного кабеля при его ремонте предлагается использовать неметаллизированную общую полимерную броню. Данное техническое решение позволяет улучшить технические характеристики кабеля, повысить его надежность, коррозионную стойкость, упростить конструкцию и уменьшить вес кабеля. Использование полимерных материалов вместо стали позволит также снизить общую стоимость нефтепогружного кабеля (в качестве оптимизации капитальных вложений), а учитывая уменьшение массы 1 погонного метра, приведет к сокращению операционных затрат. В статье описаны результаты первого опыта использования кабеля с неметаллизированной общей полимерной броней на месторождениях АО «Самаранефтегаз».

Ключевые слова: электроцентробежный насос, нефтяное оборудование, полимеры, кабель в металлической оболочке, отбраковка, коррозия, нефтепогружной кабель нового поколения.

.....

S.S. Ul'yanov¹; D.S. Davydov¹; R.I. Sagyndykov¹; A.S. Totanov²; V.Ye. Dolinyuk¹, e-mail: DoliniukVE@samng.rosneft.ru; G.G. Gilaev¹

¹ Samaraneftegas JSC (Samara, Russia).

² Samara branch of the Research and production association RN-Remont LLC (Samara, Russia).

Modernization of Oil-Submersible Cable for Electrical Submersible Centrifugal Pump – Outfitting Non-Metal Armor

One of the main reasons for the rejection of the oil-submersible cable during its repair is the corrosion of the armor. The steel armor of oil-submersible cable contacts directly with the corrosive aggressive well fluid and gas during the wells exploitation in the Volga – Ural region, complicated by the hydrogen sulfide. That process eventually leads to the formation of corrosion defects. The process of shedding of corroded parts of the steel armor of the cable starts during the lifting of the oil submersible cable from the well and, as a result, the reduction of the protection from the mechanical damage of the insulating layer of the conductor cores of the cable during tripping operations starts too. One of the possible solutions may be the use of corrosion-resistant steels as the armor. However, the use of the expensive materials will increase the cost of the oil-submersible cable in general, that will inevitably effect the growth of the specific cumulative oil production costs by a mechanized method. Taking into account the latest achievements in the field of production and application of polymer materials, the unmetallized general polymeric armor should be used as one of the possible ways to reduce the rejection of oil-submersible cable during its repair. This technical solution allows to improve technical characteristics

of the cable to increase its reliability, the corrosion resistance, to simplify the design and to reduce the weight of the cable. The usage of polymeric materials instead of steel will also reduce the overall cost of the oil-submersible cable (as an optimization of capital investments) and will reduce operating costs taking into account a decrease of mass of 1 running meter. The article describes the results of the first experience of using the cable with unmetallized general polymeric armor at the deposits of Samaraneftegaz JSC.

Keywords: electrical submersible centrifugal pump, oil equipment, polymer, metal-sheathed cable, rejection of cable, down-the-hole corrosion (hydrogen-sulfide corrosion), oil-submersible cable of new century.

СЕРИЙНЫЕ НЕФТЕПОГРУЖНЫЕ КАБЕЛИ

Характеристики используемых при механизированной добыче нефтепогружных кабелей должны обеспечивать безотказную работу электропогружного оборудования, способствуя росту его средней наработки, а также увеличению срока полезного использования. В соответствии со спецификой эксплуатации скважин (спуск оборудования в скважинную жидкость, в состав которой входят агрессивные вещества и растворенные газы) токопроводящие медные жилы нефтепогружного кабеля покрыты двойным слоем изоляции, защитной подушкой и стальной бронелентой. Как отмечено в [1], такая традиционная конструкция кабеля для установки электроцентробежного насоса (УЭЦН) выпускалась еще в 1950-х гг. Негативное влияние агрессивной

среды способствует возникновению коррозии на поверхности оцинкованной брони, что впоследствии приводит к ее разрушению. Использование брони из нержавеющей стали значительно увеличивает стоимость кабеля [2]. На сегодняшний день в промышленности широко развито использование различных полимерных материалов, которые довольно успешно применяются в нефтегазовой отрасли, например полимерные рабочие органы УЭЦН и покрытия насосно-компрессорных труб (НКТ). Современные полимерные материалы обладают стойкостью к агрессивным средам, механическим, ударным и тепловым нагрузкам и сравнимы по своим свойствам с металлами [3]. Согласно ежегодному анализу отбраковки кабеля по АО «Самаранефтегаз» наибольший процент отбраковки кабеля при его ремонте происходит по причине

коррозии брони. Основной причиной ускоренной коррозии нефтепогружного оборудования является высокое содержание сернистого водорода в агрессивной пластовой среде в совокупности с высокими температурами. Для исключения контакта скважинной жидкости с металлическими частями кабеля и появления на них коррозии необходимо исключить из конструкции одну из главных причин развития коррозии – металл. Данная задача решается за счет замены металлической брони на полимерную оболочку. Совместно со специалистами завода-изготовителя авторами проекта было решено в процессе создания кабеля вместо стальной брони защитить медные жилы полимерной оболочкой, стойкой к агрессивной пластовой среде и способной выполнять функции металлизированной брони (табл. 1). Предлагаемое

Таблица 1. Единые технические требования к нефтепогружному кабелю

Table 1. Unified technical requirements for oil-submersible cable

Исполнение кабеля Cable type	Группы исполнений по длительно допускаемой температуре жил Groups of versions sorted by the long-permissible temperature of cores			
	K1	K2	K3	K4
	До 126 °C To 126 °C	130–156 °C	160–200 °C	Более 200 °C More than 200 °C
Требования к броне погружного кабеля The requirements for the armor of submersible cable	Независимо от группы исполнения броня погружного кабеля должна быть: Regardless of the performance group, the armor of the submersible cable should be: 1) стойкой к воздействию агрессивной среды; resistant to the aggressive environment; 2) коррозионностойкой, с покрытием брони с четырех сторон; corrosion-resistant, with coated armor on four sides; 3) защищать изоляцию жил кабеля от механических повреждений на протяжении всего срока службы; to protect the insulation of the cable cores from mechanical damage throughout the whole operating life of the cable; 4) иметь противозадирный профиль; have extreme pressure profile; 5) сохранять целостность при спускоподъемных операциях (СПО). to maintain the integrity during trigger and lifting operations.			

Ссылка для цитирования (for citation):

Ульянов С.С., Давыдов Д.С., Сагындыков Р.И., Тотанов А.С., Долинюк В.Е., Гилаев Г.Г. Модернизация нефтепогружного кабеля установки электроцентробежного насоса – оснащение неметаллизированной защитной броней // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2017. № 6. С. 36–42.
 Ul'yanov S.S., Davudov D.S., Sagyndykov R.I., Totanov A.S., V.Ye. Dolinyuk, Gilayev G.G. Modernization of Oil-Submersible Cable for Electrical Submersible Centrifugal Pump – Outfitting Non-Metal Armor. Territorija «NEFTEGAZ» = Oil and Gas Territory, 2017, No. 6, P. 36–42. (In Russian)

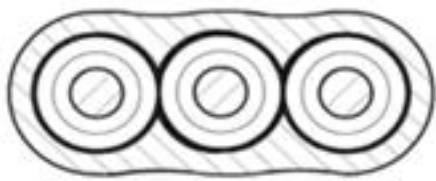


Рис. 1. Особенности конструкции кабеля с неметаллизированной полимерной оболочкой (КПв0ппП):

- 1 – три медные токопроводящие жилы;
- 2 – двухслойная изоляция из радиационно-модифицированного полиэтилена (Пв);
- 3 – оболочка из модернизированного термопласта с заполнением пространства (0пп)

Fig. 1. Design features of the cable with non-metallic polymer sheath (КПв0ппП):

- 1 – three copper conductive cores; 2 – two-layer insulation of radiation-modified polyethylene;
- 3 – shell from the modernized thermoplastic with filling of space

техническое решение позволило улучшить эксплуатационные характеристики нефтепогружного кабеля и повысить его коррозионную стойкость.

КОНСТРУКЦИЯ КАБЕЛЯ С ПОЛИМЕРНОЙ ЗАЩИТНОЙ БРОНЕЙ

Как и при обычной конструкции кабеля, основа представлена тремя медными токопроводящими жилами, покрытыми изоляционным слоем. Для исключения возникновения задигов при спуске УЭЦН все три медные жилы располагаются в одной плоскости и заключены в цельнолитую оболочку из полимерного материала эллипсоидной формы, которая на всей длине кабеля сохраняет свою целостность (рис. 1) [2].

В целях предотвращения вертикального перемещения оболочки относительно основного слоя изоляции из-за недостаточного сцепления полимерных материалов между собой заливка термопласта производится под давлением с предварительным подогревом, в результате чего достигается полная адгезия внешней полимерной оболочки и электроизоляции, что позволит полностью исключить пустоты в пространстве между изоляцией и полимерной оболочкой (рис. 2). Полимерная оболочка обеспечивает не только химическую стойкость к агрессивной скважинной среде, но и

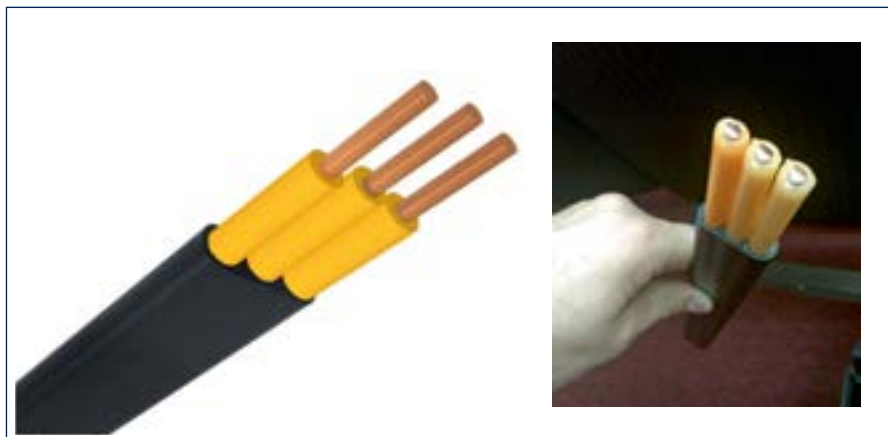


Рис. 2. Кабель с общей полимерной оболочкой (КПв0ппП)

Fig. 2. The cable with a common polymer sheath (КПв0ппП)

Таблица 2. ОПИ на скважинах АО «Самаранефтегаз»

Table 2. Pilot testing at the wells of Samaraneftegaz JSC

Показатели Indicators	1-я скважина 1 st well	2-я скважина 2 nd well	3-я скважина 3 rd well
Уровень H ₂ S, % The level of H ₂ S, %	11,31	7,04	4,81
Концентрация взвешенных частиц, г/л Concentration of suspended particles, g/l	95	125	130
Средний межремонтный период, сут The average interrepair period	376	Из БД From the base	563
Глубина спуска УЭЦН H _{сп} , м Depth of descent of the installation of an electric centrifugal pump (ESP) H _{сп} , m	1348	1500	1714
Максимальный зенитный угол скважины в интервале спуска УЭЦН The maximum zenith angle of the well in the interval of descent of the ESP			
Температура, °C Temperature, °C	17	0,45	0,45
Текущий межремонтный период, сут The current interrepair period, days	332	366	373
Газовый фактор Gas factor	13,9	18,3	23,4
Пластовое давление P _{пл} , атм Reservoir pressure P _{пл} , atm.	79,1	91,1	165,6
Коррозия Corrosion	Коррозия кабеля Cable corrosion		80 % коррозии кабеля 80 % of cable corrosion

упрощает ее общую конструкцию, сохраняя при этом прочностные свойства и характеристики кабеля в соответствии с Едиными техническими требованиями ПАО «НК «Роснефть» и ГОСТ Р 51777-2001 «Кабели для установок погруженных электронасосов» [2, 4].

Благодаря отсутствию стальной брони кабель с противозадирной полимерной оболочкой эллипсоидной формы

уменьшает вероятность деформации средней жилы кабеля в процессе стягивания клямсами. Конструктивная особенность полимера создает амортизирующий эффект, что позволяет эксплуатировать кабель совместно с крупногабаритными установками (напряжения в полимерной оболочке будут распространяться равномерно за счет амортизирующего эффекта) [1, 3].



антикоррозионные покрытия/огнезащитные покрытия/химически стойкие покрытия/
уф - стойкие покрытия/порошковые покрытия

ИНДУСТРИАЛЬНЫЕ ЛАКОКРАСОЧНЫЕ ПОКРЫТИЯ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕКТОРА

188300, Ленинградская область, г. Гатчина,
ул. Железнодорожная 45, корп. 3
тел: 8 (812) 457-04-01
E-mail: industrial@primatek.ru
www.primatek.ru



PRIMATEK
coating innovation

Таблица 3. Сравнительная характеристика кабеля с неметаллизированной полимерной оболочкой с кабелем в броне
Table 3. The comparative characteristics of a cable with a non-metallic polymer sheath with a cable in the armor

Параметр Parameter	КПвОппБП-120 3 x 16 (стандартный кабель – standard cable)	КПвОппП-120 3 x 16 (кабель без брони – cable without armor)	КПвОппБП-120 3 x 25 (стандартный кабель – standard cable)	КПвОппП-120 3 x 25 (кабель без брони – cable without armor)
Вес, кг Weight, kg	1100	692	1288	856
Габаритные размеры (высота x ширина), мм Overall dimensions (height x width), mm	14,6 x 33,2	1,8 x 31,8	15,3 x 35,3	12,5 x 33,9
Намотка на барабан, м The winding on the drum, m	3000	3900	2600	3400
Раздавливающая нагрузка, кН Crush pressure, kN	158	158	158	158

В случае использования данного кабеля комплектация электрогрузного оборудования (ЭПО) для монтажа на скважине проходит по стандартной схеме, без использования дополнительного оборудования.

СРАВНИТЕЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЕПОГРУЖНОГО КАБЕЛЯ 3 X 16 ММ

По температурным характеристикам новый кабель способен конкурировать с нефтепогружным кабелем классов К1 и К2 и даже выиграть по таким показателям, как габаритные размеры, намотка на барабан и стоимость – отсутствие стальной брони позволяет снизить массу на 35 % в сравнении с обычным кабелем [2]. Так, вес 1 км обычного кабеля составляет 1100 кг, а вес бронеленты – 500 кг/км, поэтому при замене стальной брони на полимерную оболочку вес модернизированного кабеля снижается до 650–700 кг/км, что включает в себе такое преимущество, как уменьшение нагрузки на колонну НКТ.

В результате исключения металлической брони минимизируются габаритные размеры, уменьшение которых

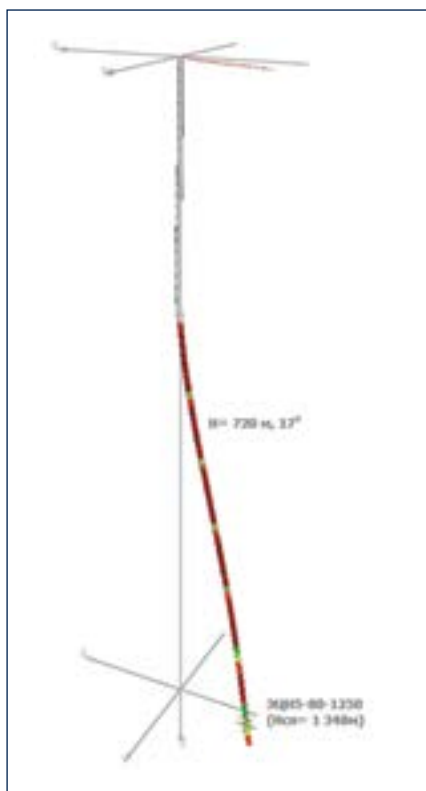


Рис. 3. Профиль скважины с максимальным углом набора кривизны
Fig. 3. The well profile with the maximum angle of the curvature

позволяет увеличить намотку на барабан на 30 %. Таким образом, появляется возможность поставки одного барабана с кабельной линией на скважины глубиной более 3 км (исключая дополнительные операции по сращиванию кабеля при монтаже).

ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ

Технические и технологические характеристики нового кабеля были успешно подтверждены опытно-промышленными испытаниями (ОПИ) 3 км кабеля с полимерной броней, спущенного в скважины АО «Самаранефтегаз (табл. 2).

Для испытания модернизированного кабеля были выбраны скважины с наиболее сложными условиями эксплуатации (наличие сернистого водорода, неравномерность внутреннего диаметра эксплуатационной колонны по глубине скважины (рис. 3), наличие свободного газа и механических примесей, отказы по причине коррозии в предыдущие периоды и наличие коррозии на броне на ранее спущенных кабельных линиях). В ходе подготовительных работ было принято решение поделить 3 км изго-



Рис. 4. Изготовление КПвОппП и подготовка к спуску
Fig. 4. The production of КПвОппП and the preparation for the descent



АНТИКОРРОЗИОННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Комплексная поставка оборудования для работ по антикоррозионной защите металлических конструкций.

Консультирование и сервисное сопровождение на всех этапах выполнения антикоррозионных работ.



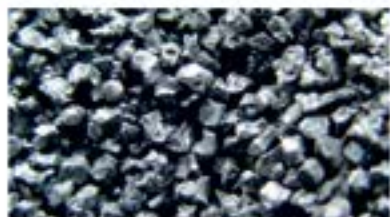
Компрессорное оборудование



Абразивоструйное оборудование



Окрасочное оборудование



Абразивный порошок



- АКЗ-установки
- Диагностика
- Ремонт
- Комплектующие
- Расходные материалы
- Ремкомплекты

Компания «ГСК-Сервис» является: официальным дилером и сервисным партнёром компании «Atlas Copco», официальным дилером компании «Graco», официальным дилером по продажам оборудования «Chicago Pneumatic», официальным дилером группы компании «Comprac Group», которой принадлежат бренды «Comprac» и «Contracor».



Общество с ограниченной ответственностью
«ГСК-Сервис»
г. Краснодар, ул. Новороссийская, д. 242

8-861-240-97-57
<http://gsk-servis.ru>
gsk-servis@bk.ru



Рис. 5. Сращивание кабеля с полимерной броней со стандартным удлинителем
Fig. 5. The cable splicing with a polymeric armor with a standard extension

товленного кабеля на равные части и по 1 км спустить в качестве вставки между удлинителем и обычным кабелем. Это решение позволило дополнительно испытать сращиваемую часть кабеля в газожидкостной среде и условиях интенсивного разгазирования скважинной жидкости.

Дополнительно проработан вопрос проведения высоковольтных испытаний для создания магнитного поля в целях возможности локализации мест утечек тока при проведении СПО и ремонте кабельной линии [5]. Подготовленные к спуску кабельные линии прошли все электрические испытания, в том числе при монтаже УЭЦН и СПО в ходе ремонта скважины (рис. 4).

Сращивание полимерного кабеля с обычным удлинителем ничем не отличается от обычного сращивания кабеля с металлической броней, за исключением более тщательной изоляции медных

жил (рис. 5). Поэтому кабель с неметаллизированной броней при необходимости сращивается в полевых условиях.

ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

Экономическое обоснование внедрения кабеля с неметаллизированной армированной броней согласно проекту включает рассмотрение таких аспектов, как: 1) экономия на снижении стоимости кабеля за счет замены стальной обмотки брони на полимерную оболочку; 2) отсутствие отбраковки по причине коррозии брони – продление «цикла жизни» кабельной линии.

Предлагаемое техническое решение согласно теплоизоляционным характеристикам в соответствии с Едиными техническими требованиями относится к классу К2. Значительный экономический эффект заключается в снижении показателя отбраковки кабеля с поли-

мерной броней относительно применяемых кабелей с металлизированной броней за счет отсутствия коррозии металлических частей, а также в уменьшении стоимости данного кабеля за счет замены металлизированной брони на полимерную оболочку.

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ

Кабель с неметаллизированной общей полимерной броней был успешно испытан на трех скважинах, две из которых были вертикальными, одна имела относительно небольшой зенитный угол наклона (рис. 3). Задачей следующего этапа испытаний является определение надежности кабеля данной конструкции при спуске в скважины с большим углом наклона, т. е. с большей вероятностью возникновения повреждения.

Учитывая, что ширина кабеля новой конструкции меньше, чем у стандартного, с металлической броней (табл. 3), появляется новая возможность решения описанной в [6] проблемы снижения тепловых потерь при эксплуатации УЭЦН с большими рабочими токами в скважинах с относительно малым диаметром эксплуатационных колонн. Если технология получит развитие и дальнейшее применение, появится возможность увеличения сечения токопроводящих жил без увеличения габаритных размеров кабеля.

Литература:

1. Макаренко Г.П. Кабели и провода, применяемые в нефтегазовой индустрии. Пермь: Агентство «Стиль-МГ», 2004.
2. Гилаев Г.Г., Стрункин С.И., Пупченко И.Н. и др. Техника и технология добычи нефти и газа ОАО «Самаранефтегаз». Самара, 2014. 258 с.
3. Брацыхин Е.А. Технология пластических масс. Л.: Гос. науч.-техн. изд-во хим. лит-ры, 1963. 121 с.
4. ГОСТ Р 5177-2001. Кабели для установок погружных электронасосов.
5. Гликштерн М.В. Нуклеирующие добавки для полипропилена // Полимерные материалы. 2002. № 6. С. 13–14.
6. Якимов С.Б. Современное состояние и перспективные направления снижения тепловых потерь в кабельных линиях УЭЦН большой мощности в ОАО «НК «Роснефть» // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2016. № 3. С. 40–46.

References:

1. Makarenko G.P. Cables and Wires Used in the Oil and Gas Industry. Perm, Agency «Style-MG», 2004. (In Russian)
2. Gilayev G.G., Strunkin S.I., Pupchenko I.N., et al. The Technique and the Technology of Oil and Gas Production of Samaraneftgaz OJSC. Samara, 2014, 258 pp. (In Russian)
3. Bratsykhin E.A. The Technology of Plastic Masses. Leningrad, State Scientific and Technical Publishing House of Chemical Literature, 1963, 121 pp. (In Russian)
4. All-Union State Standard R 5177-2001. Cables for Submersible Electric Pump Installations. (In Russian)
5. Glikshtern M.V. The Nucleating Additives for Polypropylene. *Polimernye materialy = Polymeric materials*, 2002, No. 6, P. 13–14. (In Russian)
6. Yakimov S.B. The Current State and Perspective Directions of the Reduction of Heat Losses in Cable Lines of the Installation of an Electric Centrifugal Pump (IECP) of Large Capacity in National corporation Rosneft OJSC. *Oborudovanie i tekhnologii dlya neftegazovogo kompleksa = The Equipment and Technologies for Oil and Gas Complex*, 2016, No. 3, P. 40–46. (In Russian)