

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 коррозионностойких 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.

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 подуш-

Таблица 1. Единые технические требования к нефтепогружному кабелю

Исполнение кабеля	Группы исполнений по длительно допускаемой температуре жил			
	K1	K2	K3	K4
	До 126 °С	130–156 °С	160–200 °С	Более 200 °С
Требования к броне погружного кабеля	Независимо от группы исполнения брони погружного кабеля должна быть: 1) стойкой к воздействию агрессивной среды; 2) коррозионностойкой, с покрытием брони с четырех сторон; 3) защищать изоляцию жил кабеля от механических повреждений на протяжении всего срока службы; 4) иметь противозадирный профиль; 5) сохранять целостность при спускоподъемных операциях (СПО).			

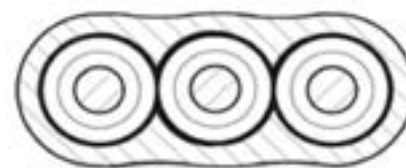


Рис. 1. Особенности конструкции кабеля с неметаллизированной полимерной оболочкой (КПвОппП): 1 – три медные токопроводящие жилы; 2 – двухслойная изоляция из радиационно-модифицированного полиэтилена (Пв); 3 – оболочка из модернизированного термопласта с заполнением пространства (Опп)

кой 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 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 задиров 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 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].

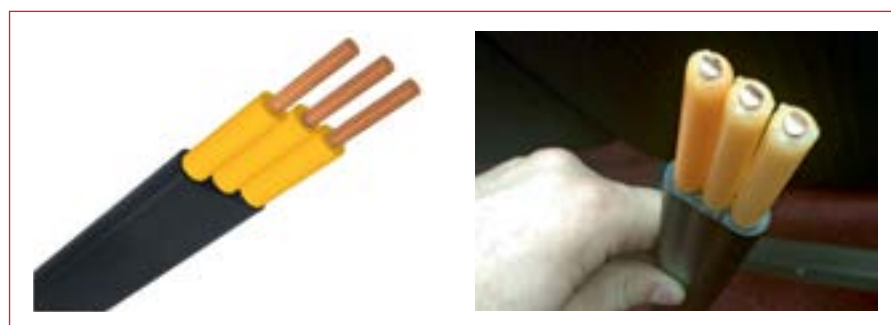


Рис. 2. Кабель с общей полимерной оболочкой (КПвОппП)

Таблица 2. ОПИ на скважинах АО «Самаранефтегаз»

Показатели	1-я скважина	2-я скважина	3-я скважина
Уровень H_2S , %	11,31	7,04	4,81
Концентрация взвешенных частиц, г/л	95	125	130
Средний межремонтный период, сут	376	Из БД	563
Глубина спуска УЭЦН Нсп, м	1348	1500	1714
Максимальный зенитный угол скважины в интервале спуска УЭЦН			
Температура, °С	17	0,45	0,45
Текущий межремонтный период, сут	332	366	373
Газовый фактор	13,9	18,3	23,4
Пластовое давление $P_{пл}$, атм	79,1	91,1	165,6
Коррозия	Коррозия кабеля		80 % коррозии кабеля

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].

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

СРАВНИТЕЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЕПОГРУЖНОГО КАБЕЛЯ 3 X 16 MM

По температурным характеристикам новый кабель способен конкурировать с нефтепогружным кабелем классов K1 и K2 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 заключает в себе такое преимущество, как уменьшение нагрузки на колонну НКТ.

В результате исключения металлической брони минимизируются габаритные размеры, уменьшение которых 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 изготовленного 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.

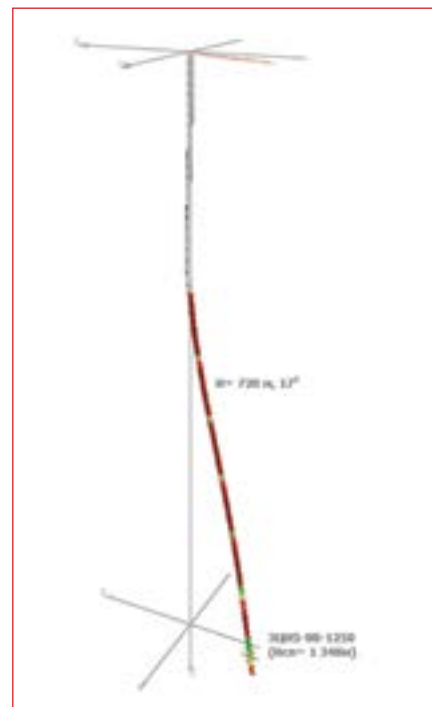


Рис. 3. Профиль скважины с максимальным углом набора кривизны



УНИПОЛ



ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНЫЕ ПРОТИВОКОРРОЗИОННЫЕ МАТЕРИАЛЫ «УНИПОЛ»



ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНЫЕ ОГНЕЗАЩИТНЫЕ МАТЕРИАЛЫ «УНИПОЛ» 30, 45, 60, 90, 120 МИНУТ

ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНЫЕ ЗАЩИТНЫЕ ПОКРЫТИЯ «УНИПОЛ»®

- нанесение от -25°C до 35°C
- эксплуатация от -60°C до 200°C
- грунт-эмали 2 в 1
- простота нанесения
- одноупаковочность составов
- подтвержденные сроки службы от 15 лет

ВИДЫ ЗАЩИТНЫХ ПОКРЫТИЙ «УНИПОЛ»®

- атмосферостойкие
- водостойкие
- химстойкие
- маслобензостойкие
- термостойкие
- огнезащитные

ОТРАСЛЕВАЯ СЕРТИФИКАЦИЯ ПОКРЫТИЙ «УНИПОЛ»®

- ПАО «Газпром»
- ПАО «Транснефть»
- ПАО «Лукойл»
- ПАО «НК «Роснефть»
- ОАО «РЖД»
- АО «Фундаментпроект»

Разработчик и производитель АО «НПК «КоррЗащита»
117218, г. Москва, ул. Большая Черемушкинская, д. 21
Контактный тел.: +7(495) 780-66-09
Интернет-сайт: www.korrzashita.ru
Электронная почта: info@korrzashita.ru

Таблица 3. Сравнительная характеристика кабеля с неметаллизированной полимерной оболочкой с кабелем в броне

Параметр	КПв0ппБП-120 3 x 16 (стандартный кабель)	КПв0ппП-120 3 x 16 (кабель без брони)	КПв0ппБП-120 3 x 25 (стандартный кабель)	КПв0ппП-120 3 x 25 (кабель без брони)
Вес, кг	1100	692	1288	856
Габаритные размеры (высота x ширина), мм	14,6 x 33,2	1,8 x 31,8	15,3 x 35,3	12,5 x 33,9
Намотка на барабан, м	3000	3900	2600	3400
Раздавливающая нагрузка, кН	158	158	158	158

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 полимерной 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 вер-



Рис. 4. Изготовление КПв0ппП и подготовка к спуску



Рис. 5. Сращивание кабеля с полимерной броней со стандартным удлинителем

тикальными, 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. Гиляев 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. Глиштерн 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.