

УДК 620.169.2

ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ПОЛИМЕРНОЙ ИЗОЛЯЦИИ ЭЛЕКТРОПОГРУЖНОГО КАБЕЛЯ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОПОГРУЖНЫХ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ В УСЛОВИЯХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ БЕЛАРУСИ

Ю. И. ПОПКОВА, П. А. ПЕТРИКЕВИЧ, А. А. АММОН, И. Ф. ЛАПИЦКИЙ

*Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти
РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», г. Гомель*

Аннотация. Одним из способов эксплуатации добывающих скважин нефтяных месторождений является механизированный с применением установок электроцентробежных насосов, при котором электроэнергия с земной поверхности к погружному электродвигателю подается с применением кабельной линии. Одной из проблем, снижающих эффективность добывающих скважин, является снижение сопротивления изоляции кабеля в районе сработки с кабельным удлинителем. В статье рассмотрены факторы, влияющие на деградацию полимерной изоляции кабеля из блоксополимера пропилена с этиленом в процессе эксплуатации. Приведены результаты испытаний кабеля в среде газонасыщенной нефти и попутного нефтяного газа при разной температуре. На основании проведенных испытаний установлено, что полимерная изоляция кабеля из блоксополимера пропилена с этиленом в среде газонасыщенной нефти в диапазоне температур от +70 до +120 °С склонна к набуханию, при этом при температуре +120 °С нарушается структура полимерной изоляции в результате взаимодействия с ароматическими соединениями, находящимися в нефти. Внедрение в структуру полимера углеводородных соединений приводит к необратимым изменениям параметров материала изоляции, включая прочностные характеристики. Установлено, что попутный нефтяной газ не оказывает влияния, способного снижать эксплуатационную надежность кабеля, на характеристики полимерной изоляции кабеля из блоксополимера пропилена с этиленом в диапазоне температур от +70 до +120 °С, включая прочностные характеристики. Полученные результаты положены в основу методики подбора кабельной линии в РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», согласно которой расчетная температура жилы кабеля на глубине сработки основного кабеля и кабельного удлинителя не должна превышать +80 °С, сработка должна находиться в газовой среде над расчетным динамическим уровнем.

Ключевые слова: добыча нефти, эксплуатация скважин, электропогружной кабель, полимерная изоляция, деградация полимерной изоляции.

Для цитирования. Оценка технического состояния полимерной изоляции электропогружного кабеля установок электропогружных центробежных насосов в условиях нефтяных месторождений Беларуси / Ю. И. Попкова, П. А. Петрикевич, А. А. Аммон, И. Ф. Лапицкий // Нефтегазовый инжиниринг. – 2025. – № 1 (2). – С. 85–99.

THE TECHNICAL CONDITION ASSESSMENT OF POLYMER INSULATION OF ELECTRIC SUBMERSIBLE CABLE OF ELECTRIC SUBMERSIBLE CENTRIFUGAL PUMP INSTALLATIONS IN THE CONDITIONS OF OIL FIELDS IN BELARUS

YU. I. POPKOVA, P. A. PETRIKEVICH, A. A. AMMON, I. F. LAPITSKY

*The Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil
RUE "Production Association "Belorusneft", Gomel*

Annotation. One of the methods for operating production wells in oil fields is mechanized using electric centrifugal pumps, in which electricity is supplied from the earth's surface to a submersible electric motor using a

cable line. One of the problems that reduces the efficiency of production wells is a decrease in the cable insulation resistance in the area where it is spliced with a cable extension. The article discusses factors influencing the degradation of polymer cable insulation made of a block copolymer of propylene with ethylene during operation. The results of cable testing in the environment of gas-saturated oil and associated petroleum gas at different temperatures are presented. Based on the tests carried out, it was established that the polymer insulation of a cable made of a block copolymer of propylene with ethylene in a gas-saturated oil environment in the temperature range from +70 to +120 °C is prone to swelling, while at a temperature of +120 °C the structure of the polymer insulation is disrupted as a result of interaction with aromatic compounds found in oil. The introduction of hydrocarbon compounds into the polymer structure leads to irreversible changes in the insulation material parameters, including strength characteristics. It has been established that associated petroleum gas has no effect, capable of reducing the operational reliability of the cable, on the characteristics of polymer insulation of a cable made of a block copolymer of propylene with ethylene in the temperature range from +70 to +120 °C, including strength characteristics. The results obtained are the basis for the cable line selection methodology at the Republican Unitary Enterprise "Belorusneft Production Association", according to which the calculated temperature of the cable core at the depth of the splice of the main cable and the cable extension should not exceed +80 °C, the splice should be in a gas environment above the calculated dynamic level.

Keywords: oil production, well operation, electric submersible cable, polymer insulation, degradation of polymer insulation.

For citation. Popkova Yu. I., Petrikevich P. A., Ammon A. A., Lapitsky I. F. The technical condition assessment of polymer insulation of electric submersible cable of electric submersible centrifugal pump installations in the conditions of oil fields in Belarus. *Oil and gas engineering*, 2025, no. 1 (2), pp. 85–99 (in Russian).

Введение. В Республике Беларусь на нефтяных месторождениях, приуроченных к Припятскому прогибу, добывается около 2 млн т нефти в год. Значительная часть добываемой в этом регионе нефти относится к трудноизвлекаемым запасам и залегает на глубинах до 4,5 км. Большинство нефтяных месторождений находятся на поздней стадии разработки [1]. Одним из способов эксплуатации нефтяных месторождений является механизированный с применением установок электропогружных центробежных насосов (УЭЦН), при котором электроэнергия с земной поверхности к погружному электродвигателю подается с применением кабельной линии, в состав которой входит кабельный удлинитель и основной кабель [2–5].

До 70-х гг. прошлого столетия единственным материалом, применяемым при изготовлении изоляции электропогружных кабелей УЭЦН, являлась резина, которая обладает достаточной температуростойкостью, прочностью и гибкостью, однако не обладает нефтегазостойкостью и, как показала практика, не предназначена для эксплуатации в условиях с повышенным газовым фактором (более 180 м³/сут). Указанные недостатки исключали возможность повторного использования кабеля и служили причиной частого выхода его из строя в процессе эксплуатации [2, 6]. Дальнейшее развитие конструкций кабельных линий было направлено главным образом на достижение нефтегазостойкости при соблюдении термомеханических характеристик. Начались исследования пластмасс в качестве изолирующего материала кабелей, в первую очередь полиэтилена низкого и высокого давления [2, 7]. Первыми заводами на постсоветском пространстве, освоившими выпуск кабеля из полиэтилена, явились «Ташкенткабель» и «Подольсккабель». В начале 90-х гг. XX в. производство кабелей было освоено такими предприятиями, как «Сибкабель», «Камкабель», «Кавказкабель», «Уралкабель». Потребность в выпуске более теплостойких кабелей с лучшими термомеханическими характеристиками привела к повсеместному использованию в России кабелей с изоляцией из полиэтилена высокого давления. Однако кабели с полиэтиленовой изоляцией не обладали достаточной долговечностью из-за склонности к образованию микротрещин и набуханию полиэтилена, что приводило к ухудшению электрических характеристик изоляции. Допустимая температура нагрева жил кабеля с изолирующим материалом из полиэтилена в процессе эксплуатации составляла +90 °C. С течением времени потребовались кабели с более высокой теплостойкостью, что обусловлено ухудшением условий эксплуатации скважин по мере выработ-

ки запасов. В частности, снижение продуктивности скважин потребовало доуглубления насосного оборудования, что привело к повышению температуры эксплуатации и дополнительно осложнило процесс добычи нефти. На 90-е гг. приходится основной объем выполненных работ по разработке, исследованиям, промысловым испытаниям, освоению серийного выпуска на различных предприятиях России кабелей для УЭЦН с изоляцией из полипропилена, блоксополимеров пропилена с этиленом. Налажен выпуск кабелей типа КППБП-120 и других модификаций, при эксплуатации которых допустимая температура нагрева жил достигает $+120\text{ }^{\circ}\text{C}$ [2]. Полимерную изоляцию стали изготавливать двухслойной для повышения эксплуатационной надежности кабеля. Определяющими причинами преимущественного применения кабелей с изоляцией обоих слоев из блоксополимера пропилена с этиленом, по мнению авторов [2, 3, 8, 9], являются:

- хорошие электрические, термомеханические, электроизоляционные характеристики композиций блоксополимеров пропилена с этиленом для изоляции кабельных изделий;

- высокая нагревостойкость, прочность и стойкость к растрескиванию в агрессивных средах;

- обеспечение предприятий кабельной подотрасли данными материалами в необходимых объемах химическими компаниями России.

Проведенные исследования полимерной изоляции из композиции блоксополимера пропилена с этиленом в промысловых условиях при температуре до $+97\text{ }^{\circ}\text{C}$ на месторождениях Томской области России показали отсутствие отказов кабельных линий при наработках до 800 суток [2]. Информация об опыте эксплуатации при температуре до $+120\text{ }^{\circ}\text{C}$ отсутствует и требует дополнительных исследований. Сравнение методов конструирования кабелей зарубежных фирм, выполняемых с учетом рекомендаций Американского нефтяного института и методик, применяемых в России, по кабелям с пластмассовой изоляцией показывает следующее [2, 3]:

- изоляция кабеля в изделиях зарубежных фирм выполняется из резины на основе каучука, пленок и волокнистых материалов;

- в изделиях, разработанных научно-исследовательскими институтами и предприятиями России, на первый слой изоляции накладывается второй из аналогичного или другого изоляционного материала.

Примерно с 1998 г. резко возросло применение кабеля с изоляцией обоих слоев из блоксополимера пропилена с этиленом. В настоящее время во многих компаниях Российской Федерации продолжается практика использования основного кабеля с двухслойной изоляцией из композиции блоксополимера пропилена с этиленом, производителями которых являются «АО «НП «Подольсккабель» (Россия), ООО «Камский кабель» (Россия), «Татнефть-Кабель» (Россия) и др. [2, 3].

В условиях добывающих скважин нефтяных месторождений РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» для скважин нефтяных месторождений Припятского прогиба, эксплуатируемых УЭЦН, применяется кабель, в качестве изоляции токопроводящей медной жилы которого используются полимерные материалы из композиции блоксополимера пропилена с этиленом, марки КППБП и аналогичных, максимально допустимая температура эксплуатации которых составляет $+120\text{ }^{\circ}\text{C}$. Однако в последние годы наблюдается тенденция увеличения количества отказов в работе скважин, эксплуатируемых УЭЦН в осложненных условиях, по причине снижения сопротивления изоляции основного кабеля в районе срастки с кабельным удлинителем, что обусловлено увеличением количества скважин. На основании анализа распределения количества отказов в работе добывающих скважин нефтяных месторождений Беларуси по причине снижения сопротивления изоляции кабельной линии

в районе сродки основного кабеля с кабельным удлинителем по годам построена гистограмма, представленная на рис. 1.

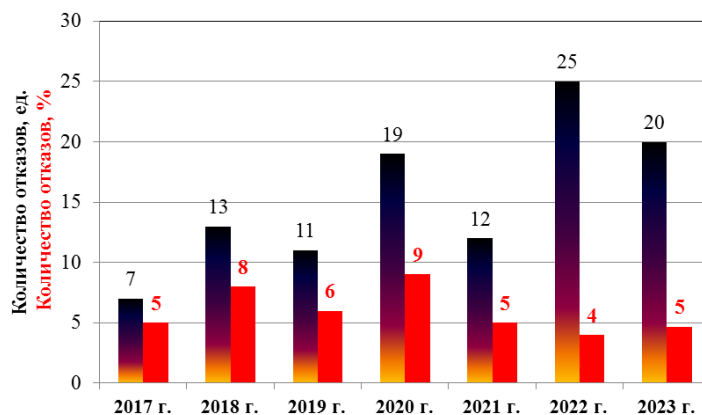


Рис. 1. Распределение количества отказов в работе скважин РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» по причине снижения сопротивления изоляции кабельной линии в районе сродки основного кабеля с кабельным удлинителем по годам

Fig. 1. Annual distribution of the number of failures due to a decrease in insulation resistance of the cable line in the area of the joints

Опыт эксплуатации добывающих скважин, эксплуатируемых с применением УЭЦН, показывает, что во всех случаях прогар изоляции кабеля происходит на расстоянии 60–230 мм от его сродки с кабельным удлинителем. Характер повреждения представлен на рис. 2.



Рис. 2. Изолированные жилы кабеля при снижении сопротивления изоляции в районе сродки с кабельным удлинителем УЭЦН

Fig. 2. Insulated cable cores in case of insulation resistance reduction in the area of connection with the cable extension of the ESP unit

Расчет распределения температуры по стволу скважины показывает, что в большинстве случаев температура жил кабеля в районе сродки не превышает максимально допустимую температуру эксплуатации применяемого кабеля (+120 °С). Применение кабелей с повышенной теплостойкостью (+140 и +150 °С), имеющих дополнительный защитный слой из фторсополимера, на всем фонде скважин УЭЦН экономически нецелесообразно, так как данный вид отказов в работе скважин приходится только на 5 % от всего спущенного в скважины кабельного оборудования. Таким образом, решение данной проблемы требует изучения факторов, влияющих на преждевременный выход из строя кабельной линии в районе сродки и исследования закономерностей деградации изолирующего материала – композиции блоксополиме-

ра пропилена с этиленом, что обеспечит разработку технологически и экономически обоснованных подходов к выбору компоновок кабельных линий УЭЦН для разных условий эксплуатации. Анализ литературных данных показывает, что данная проблема актуальна не только для РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», но и для многих зарубежных компаний [10–12].

Цель работы. Оценка технического состояния полимерной изоляции жил кабеля УЭЦН из блоксополимера пропилена с этиленом в процессе эксплуатации в условиях нефтедобывающих скважин и определение факторов, влияющих на его эксплуатационную надежность.

Объекты и методы испытаний. В качестве объекта испытаний выбрана композиция блоксополимера пропилена с этиленом, применяемая в качестве полимерной изоляции медных жил основного кабеля, промышленно используемого в условиях нефтяных месторождений РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», максимально допустимая температура эксплуатации которого согласно техническим условиям (ТУ) завода-производителя составляет +120 °С. В процессе эксплуатации кабельной линии в скважинных условиях сrostка основного кабеля и кабельного удлинителя может находиться как в газовой среде, так и в среде газонасыщенной нефти, в связи с чем исследования склонности к набуханию кабельной изоляции проведены для двух сред и включали определение типа полимерной изоляции; оценку изменения структуры полимерной изоляции кабеля после испытаний; определение механических характеристик кабеля до и после испытаний.

Тип полимера изоляции кабеля и структура полимера определялись для каждого слоя полимерной изоляции с применением ИК-Фурье спектрометра «Agilent Cary 630» в соответствии с требованиями ГОСТ 57941. Порядок проведения исследований:

- получение ИК-спектра материала изоляции образца нового кабеля (базовый ИК-спектр), идентификация материала;
- получение ИК-спектров материала изоляции кабеля, подвергнувшегося воздействию скважинной среды при заданных давлении и температуре;
- оценка изменения ИК-спектра в сравнении с базовым.

Для проведения испытаний полимерной изоляции кабеля в условиях, моделирующих скважинные, Белорусским научно-исследовательским и проектным институтом нефти (БелНИПИнефть) разработана собственная методика. Целью методики являлась оценка склонности полимерной изоляции кабеля к набуханию (увеличению объема) в скважинной среде при воздействии давления и температуры. В качестве рабочей среды использовались газонасыщенная нефть или попутно добываемый газ, отобранные непосредственно с устья добывающей скважины Барсуковского нефтяного месторождения, в условиях эксплуатации которой выявлены неоднократные случаи снижения сопротивления изоляции кабеля в районе сrostки с кабельным удлинителем УЭЦН. Отбор проб нефти проводился в герметичные жидкостные контейнеры проточного типа КЖ-302, объемом 800 см³. Для исследования склонности полимерной изоляции кабеля к набуханию в газовой среде проводился отбор проб попутного нефтяного газа в контейнер для газа объемом 20 л. Содержимое контейнеров использовалось однократно для проведения испытаний образцов кабеля.

До начала испытаний образцы кабеля освобождались от внешних покровов – металлической брони, тканевой оплетки (медная жила оставалась в полимерной изоляции). Длина образцов для испытаний составляла не менее 150 мм. Каждую жилу с полимерной изоляцией взвешивали на аналитических весах с точностью до 0,0001 г. С применением штангенциркуля измеряли длину каждой жилы кабеля вдоль направляющей по окружности в пяти точках с точностью до 0,01 мм. С применением микрометра измеряли наружный диаметр жилы кабеля с полимерной изоляцией в пяти

точках по двум взаимно перпендикулярным направлениям с точностью до 0,001 мм (всего выполнялось десять замеров), определяли среднеарифметическое значение. С применением режущего инструмента удаляли полимерную изоляцию каждой жилы с одной из торцевых частей кабеля на участке длиной 200 мм. С применением микрометра измеряли диаметр каждой медной жилы в двух точках по двум взаимно перпендикулярным направлениям с точностью 0,001 мм (всего проводили четыре замера), определяли среднеарифметическое значение. На основании проведенных измерений определяли фактическую толщину полимерного слоя изоляции; массу полимерной изоляции; объем полимерной изоляции кабеля.

Перед испытанием концы образцов изолированных жил кабеля герметизировались термостойкими колпачками с применением маслобензостойкого силиконового герметика с максимально допустимой температурой эксплуатации не менее +300 °С, чтобы воздействие скважинной жидкости было только со стороны внешнего слоя изоляции. Одновременно испытания проводились на двух образцах от каждого участка кабеля. Образцы размещали в специальном держателе на расстоянии не менее 20 мм друг от друга, чтобы они не касались друг друга, стенок и герметизирующих крышек контейнера. Подготовленные образцы устанавливались в держателе и размещались в металлическом контейнере «Vinci Technologies». Испытания проводились при температуре рабочей среды равной +70, +90 и +120 °С. Для среды газонасыщенной нефти проведены дополнительные испытания при температуре +110 °С. Все испытания проводились при давлении 5 МПа, что соответствует среднему показателю условий эксплуатации кабеля. Время выдержки в термостате принято одинаковым для всех испытаний – 48 ч. Испытания проводились в соответствии с требованиями ГОСТ 25018. По истечении времени термостатирования контейнер с образцами извлекали из термостата и охлаждали на воздухе, затем стравливали избыточное давление, жидкость сливали и извлекали образцы. Температура жидкой среды после охлаждения составляла 25 ± 10 °С. После охлаждения образцы протирались фильтровальной бумагой или тканью, смоченной в бензине, и оставлялись на «отдых». «Отдых» образцов после воздействия составлял 3 ч, избегая попадания прямых солнечных лучей. По окончании эксперимента образцы осматривались, визуально оценивалось изменение внешнего вида и размеров, взвешивались. На основании проведенных измерений определяли фактическую толщину полимерного слоя изоляции; отклонение фактической толщины изоляции после испытаний от аналогичного показателя до испытаний; массу и объем полимерной изоляции; оценивали изменение толщины, массы и объема полимерной изоляции после испытаний в условиях, моделирующих скважинные.

Механические испытания полимерной изоляции кабеля проводились в аккредитованной лаборатории «Института механики металлополимерных систем имени В. А. Белого Национальной академии наук Республики Беларусь» и включали определение пределов пластичности и прочности; определение твердости по Шору.

Результаты. По совпадению волновых чисел: 2951 см^{-1} (валентное асимметричное колебание радикала $-\text{CH}_3$), 2916 см^{-1} (валентное асимметричное колебание радикала $-\text{CH}_2-$), 2868 см^{-1} (валентное симметричное колебание радикала $-\text{CH}_3$), 2837 см^{-1} (валентное симметричное колебание радикала $-\text{CH}_2-$), 1457 см^{-1} (деформационное колебание радикала $-\text{CH}_2-$), 1375 см^{-1} (деформационное колебание радикала $-\text{CH}_3$), 1166 см^{-1} (обертон деформационного колебания радикала $-\text{CH}_3$), 997 см^{-1} (маятниковые колебания метиленовых групп $-\text{CH}_2-$), 972 см^{-1} (маятниковые колебания радикала $-\text{CH}_3$), 840 см^{-1} (валентно-деформационное колебание радикала $-\text{CH}_2-$), материал исследуемой кабельной изоляции идентифицирован как полипропилен (рис. 3). Существуют различные марки блоксополимера пропилена с этиленом, т. е. различ-

ные производители могут использовать разную полимерную изоляцию при одинаковом общем названии.

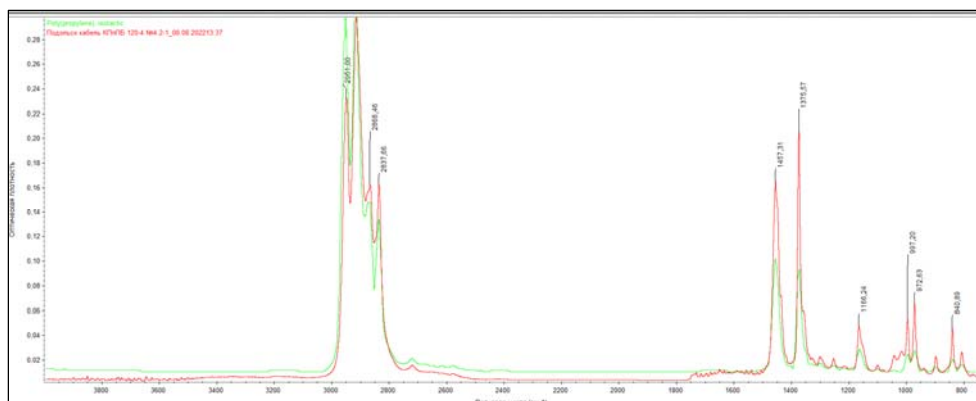


Рис. 3. ИК-Фурье спектры: красный спектр – материал изоляции кабеля; зеленый спектр – библиотечный спектр полипропилена

Fig. 3. IR-Fourier spectra: red spectrum – cable insulation material; green spectrum – library spectrum of polypropylene

Влияние попутно добываемого газа добывающих скважин нефтяных месторождений на деградацию полимерной изоляции кабеля из композиции блоксополимера пропилена с этиленом. Состояние кабеля до и после испытаний приведено на рис. 4.

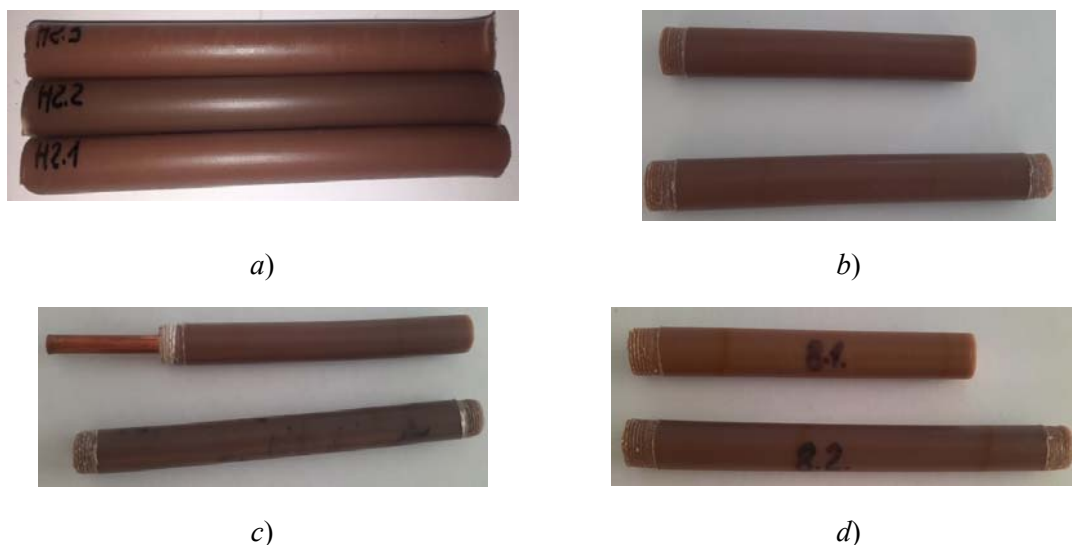


Рис. 4. Состояние полимерной изоляции жил кабеля:

a – до испытаний; *b* – после испытаний в среде попутно добываемого газа при температуре +70 °С; *c* – после испытаний в среде попутно добываемого газа при температуре +90 °С; *d* – после испытаний в среде попутно добываемого газа при температуре +120 °С

Fig. 4. Cable polymer insulation state:

a – before tests; *b* – after tests in associated gas medium at +70 °С; *c* – after tests in associated gas medium at +90 °С; *d* – after tests in associated gas medium at +120 °С

Как видно из рис. 4, выявлено незначительное изменение цвета, что является допустимым согласно ТУ завода-производителя; визуально различимое изменение объема полимерной изоляции не выявлено; расслоение двухслойной изоляции отсутст-

вует. После обработки результатов испытаний установлено, что независимо от температуры испытаний, увеличение объема полимерной изоляции кабеля в среде попутно добываемого газа не превышает 3 %, что значительно ниже регламентированных предельных значений согласно ТУ (15 %). Коэффициент сорбции составляет 0,04–0,05 г/см³, при этом изменения данного показателя в диапазоне температур +70... +120 °С не происходит.

Сравнительный анализ ИК-спектров материала изоляции до и после тестов на набухание в попутном нефтяном газе показал отсутствие видимых изменений ИК-спектров материала, испытанного при температурах +70, +90 и 120 °С (рис. 5). По результатам сравнительного анализа в проведенных условиях испытаний можно сделать вывод о том, что попутный нефтяной газ в скважинных термобарических условиях не оказывает химического влияния на состояние материала изоляции кабеля.

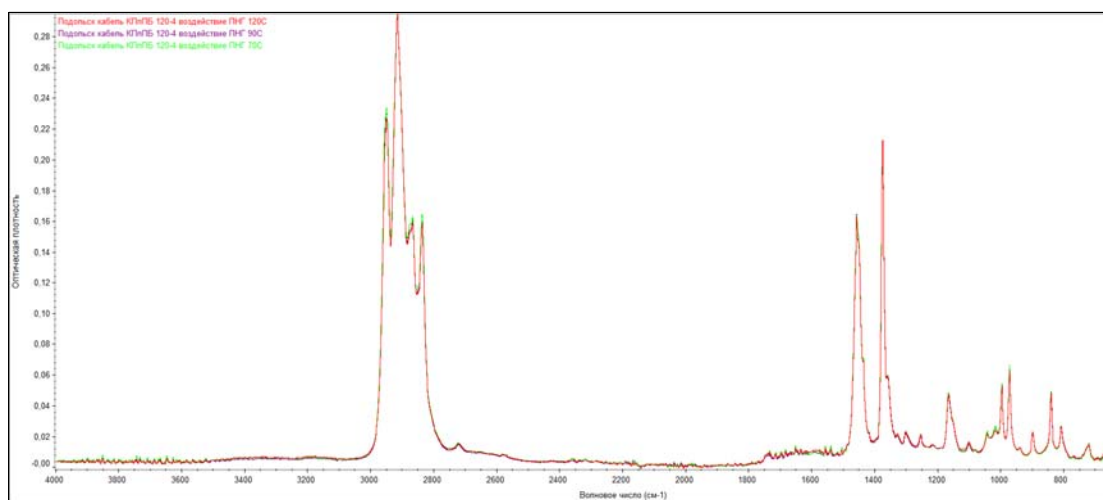


Рис. 5. ИК-Фурье спектры материала изоляции кабеля после испытаний в среде попутного нефтяного газа при различных температурах:
красный – при температуре +70 °С; фиолетовый – при температуре +90 °С;
зеленый – при температуре +120 °С

Fig. 5. IR-Fourier spectrums of cable insulation material after testing in associated petroleum gas at different temperatures:
red – at +70 °С; violet – at +90 °С; green – at +120 °С

Исследование механических характеристик также показало отсутствие существенных изменений основных показателей полимерной изоляции жил кабеля после воздействия попутно добываемого газа при температурах испытаний, не превышающих максимально допустимую температуру эксплуатации кабеля (+70, +90, +120 °С). Увеличение предела прочности и предела текучести не превышает 4 %, значения не выходят за допустимые значения 25±5 МПа, при этом твердость по Шору (D) остается практически неизменной и составляет около 60 ед.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что в условиях воздействия попутно добываемого газа полимерная изоляция кабеля из композиции блоксополимера пропилена с этиленом не склонна к значительной деградации при температурах, не превышающих максимально допустимую температуру эксплуатации, изменения в структуре материала не происходят. Следовательно, длительная эксплуатация в скважинных условиях при воздействии попутно добываемого нефтяного газа при температуре до +120 °С не приведет к преждевременным отказам ввиду снижения сопротивления изоляции. Исследования случаев отказов в скважинных условиях подтверждают по-

лученные результаты. Как правило, отказы происходили при нахождении сростки кабеля с кабельным удлинителем под динамическим уровнем жидкости в скважине – в среде газонасыщенной нефти.

Влияние газонасыщенной нефти добывающих скважин нефтяных месторождений на деградацию полимерной изоляции кабеля из композиции блоксополимера пропилена с этиленом. Состояние полимерной изоляции кабеля после проведенных испытаний в среде газонасыщенной нефти представлено на рис. 6.



Рис. 6. Состояние полимерной изоляции кабеля после испытаний в среде газонасыщенной нефти при разной температуре:
a – при температуре +70 °C; b – при температуре +90 °C; c – при температуре +110 °C; d – при температуре +120 °C

Fig. 6. Cable polymer insulation state after tests in gas-saturated oil environment at different temperatures:
a – at +70 °C; b – at +90 °C; c – at +110 °C; d – at +120 °C

Изменения в полимерной изоляции кабеля выявлены уже при температуре +70 °C, однако при данной температуре изменение регламентированного показателя (изменение объема полимерной изоляции) составляет менее 6 % и не превышает допустимого значения (15 %). Существенные изменения полимерной изоляции кабеля выявлены после испытаний при температуре +120 °C – произошла пластификация изоляции, расслоение изоляции и значительное увеличение объема полимерной изоляции до 30 %, несмотря на тот факт, что +120 °C является длительно допустимой рабочей температурой данного вида кабеля. Проведенные исследования показали, что в среде газонасыщенной нефти, в отличие от среды попутно добываемого газа, с увеличением температуры от +70 до +120 °C наблюдается увеличение коэффициента сорбции от 0,1 до 0,4 г/см³. График, отражающий зависимость набухания изоляции от температуры испытаний, представлен на рис. 7. Из графика видно, что фактически допустимая температура нагрева полимерной изоляции составляет +110 °C вместо заявленной +120 °C.

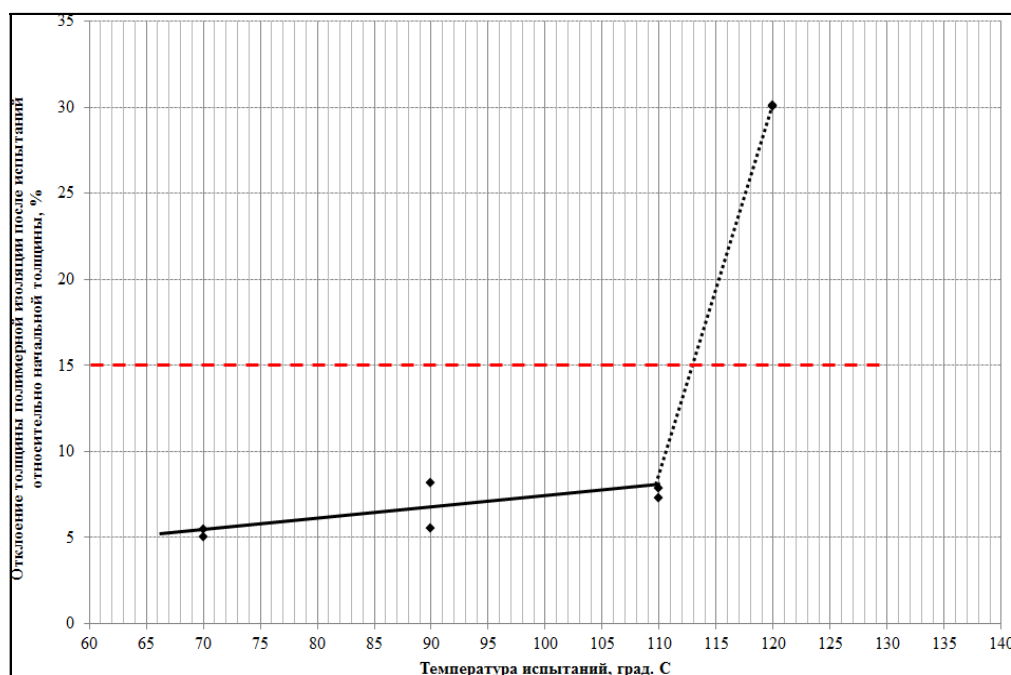


Рис. 7. Изменение объема полимерной изоляции кабеля в среде газонасыщенной нефти при изменении температуры

Fig. 7. Volume change of polymer cable insulation in gas-saturated oil environment with temperature change

С целью оценки изменения состояния изоляции кабеля, после проведения испытаний в среде газонасыщенной нефти, получены ИК-спектры материала изоляции, подвергнувшегося воздействию газонасыщенной нефти под давлением 5 МПа при различных температурных режимах (+70, +90, +120 °C). Сравнительный анализ ИК-спектров материала изоляции до и после испытаний в газонасыщенной нефти показал отсутствие изменений ИК-спектров внешнего и внутреннего слоев полимерной изоляции жил кабеля, испытанной при температурах +70 и +90 °C (рис. 8); изменение ИК-спектра внешнего слоя полимерной изоляции кабеля при температуре +120 °C (рис. 8), а именно: заметное повышение уровня базового «шума» оптической плотности сигнала в области $1700\text{--}600\text{ см}^{-1}$; пикообразное повышение спектра в области 1600 см^{-1} (волновое число 1600 см^{-1} характеризует валентное колебание двойной связи углерод-углерод в ароматическом кольце). Регистрация пика в области 1600 см^{-1} позволяет сделать вывод о физическом взаимодействии материала изоляции с ароматическими углеводородами нефти. Кроме того, согласно литературным данным, ароматические соединения являются растворителями для идентифицированного материала изоляции (полипропилена) [13]. С целью определения фактической максимально допустимой температуры эксплуатации кабеля с изоляцией из блоксополимера пропилена с этиленом проведен эксперимент при температуре +110 °C и давлении 5 МПа. При указанной температуре изменение объема не превышает 8 %, коэффициент сорбции составляет $0,2\text{ г/см}^3$. Дальнейшие исследования ИК-Фурье спектра показали отсутствие изменений в структуре изоляции, что позволяет сделать заключение, что фактически максимально допустимая температура эксплуатации изоляции из блоксополимера пропилена с этиленом составляет +110 °C.

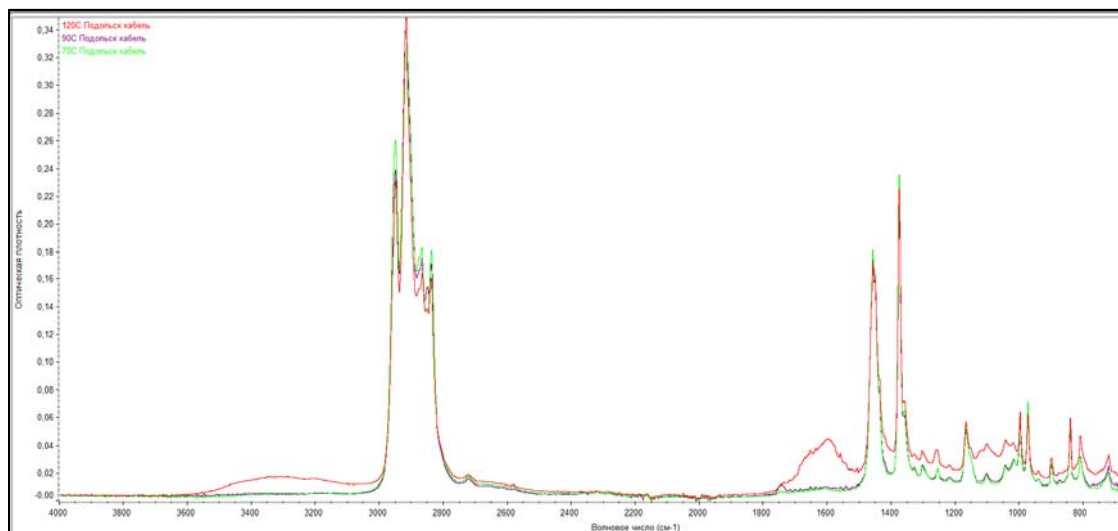


Рис. 8. ИК-Фурье спектры полимерной изоляции кабеля после испытаний в среде газонасыщенной нефти при разных температурах:
красный – при температуре +120 °С; фиолетовый – при температуре +90 °С;
зеленый – при температуре +70 °С

Fig. 8. IR-Fourier spectrums of polymer cable insulation after testing in gas-saturated oil environment at different temperatures:
red – at +120 °С; violet – at +90 °С; green – at +70 °С

Дополнительно для оценки влияния ароматических соединений на материал изоляции был проведен эксперимент по склонности к набуханию изоляции в среде толуола при температуре +90 °С в течение 24 ч, в результате чего зафиксировано существенное набухание материала изоляции. Далее был получен спектр взаимодействия полипропилена и ароматического углеводорода (толуол), отмечено повышение оптической плотности в области 1600 см^{-1} (волновое число, характеристичное для ароматического кольца). По истечении семи суток повторно был снят ИК-спектр данного образца. Повышение в области 1600 см^{-1} отсутствовало, т. е. ИК-спектр образца вернулся в исходное состояние. Предположительно механизм взаимодействия материала изоляции с газонасыщенной нефтью заключается в том, что ароматические соединения, находящиеся в нефти, нарушают структуру полимера (пикообразное повышение оптической плотности в области 1600 см^{-1}), после чего иные углеводороды, входящие в состав нефти, внедряются в структуру полимера (повышение уровня базового «шума» оптической плотности сигнала в области $1700\text{--}600\text{ см}^{-1}$). Сравнение ИК-спектров материала изоляции после воздействия толуола и газонасыщенной нефти с базовым представлено на рис. 9. В пользу предположения о внедрении углеводородных компонентов в структуру полимера свидетельствует тот факт, что в отличие от экспериментов по изучению влияния чистого толуола, изменение спектра в области 1600 см^{-1} для образца материала изоляции, подвергшегося воздействию газонасыщенной нефти при температуре +120 °С, по истечении времени сохранилось.

Установлено, что структура материала изоляции кабеля нарушается в результате взаимодействия с ароматическими соединениями, находящимися в нефти при температуре +120 °С и выше; предположительно внедрение в структуру полимера углеводородных соединений приводит к необратимым изменениям параметров материала изоляции.

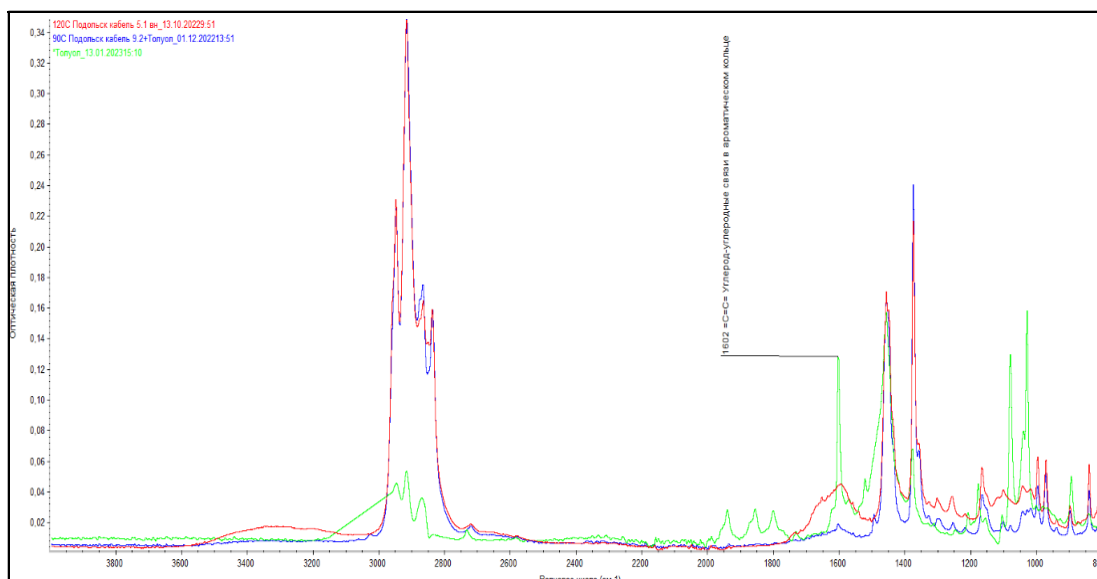


Рис. 9. ИК-Фурье спектры:

красный – полимерной изоляции кабеля после воздействия газонасыщенной нефти при температуре +120 °С; синий – полимерной изоляции кабеля после воздействия толуола при температуре +90 °С; зеленый – ИК-Фурье спектр толуола

Fig. 9. IR-Fourier spectrums: red spectrum – polymer cable insulation after exposure to gas-saturated oil at +120 °С; blue spectrum – polymer cable insulation after exposure to toluene at +90 °С; green spectrum – IR-Fourier spectrum of toluene

Исследование механических характеристик полимерной изоляции кабеля показало, что в отличие от результатов, полученных при испытаниях в среде попутно добываемого газа, наблюдается значительное снижение предела прочности и предела текучести на 15–17 % и 15–21 % соответственно, однако допустимое снижение прочностных характеристик полимерной изоляции кабельной продукции составляет 25 %. Следует отметить значительное снижение твердости по Шору после испытаний при температуре +120 °С (41 %). Установлено, что наблюдается общая тенденция снижения предела текучести после лабораторных испытаний при воздействии температуры, что характерно для полимерных материалов в среде углеводородов, оказывающих пластифицирующее действие. Наибольшее ухудшение механических характеристик полимерной изоляции кабеля в среде газированной нефти наблюдается при температуре +120 °С.

Таким образом, можно сделать заключение, что эксплуатация кабеля в среде газонасыщенной нефти приводит к пластификации и увеличению объема полимерной изоляции жил кабеля, причем скорость деградации увеличивается с ростом температуры эксплуатации. Необходимо подчеркнуть, что несмотря на то, что согласно ТУ максимально допустимая температура кабеля с полимерной изоляцией кабеля из блоксополимера пропилена с этиленом принята +120 °С, фактическая максимальная температура эксплуатации составляет не более +110 °С. Опыт эксплуатации скважин в условиях добывающих скважин нефтяных месторождений Беларуси показывает, что длительная безаварийная эксплуатация (более двух лет), с учетом растягивающих и изгибающих нагрузок в процессе эксплуатации, без дополнительной защиты возможна при температуре эксплуатации в среде газонасыщенной нефти при температуре не более +80 °С.

Заключение. На основании проведенных испытаний установлены следующие закономерности:

- полимерная изоляция кабеля из блоксополимера пропилена с этиленом в среде газонасыщенной нефти в диапазоне температур от +70 до +120 °С склонна к набуханию, при этом при температуре +120 °С нарушается структура полимерной изоляции в результате взаимодействия с ароматическими соединениями, находящимися в нефти. Внедрение в структуру полимера углеводородных соединений приводит к необратимым изменениям параметров материала изоляции, включая прочностные характеристики;

- попутный нефтяной газ не оказывает влияния, способного снижать эксплуатационную надежность кабеля, на характеристики полимерной изоляции кабеля из блоксополимера пропилена с этиленом в диапазоне температур от +70 до +120 °С, включая прочностные характеристики;

- для всех образцов кабеля с увеличением температуры испытаний прочностные характеристики снижаются, однако существенное снижение выявлено только при испытании в среде газонасыщенной нефти.

В целом можно сделать вывод об одновременном влиянии среды и температуры на прочностные характеристики полимерной изоляции кабеля из блоксополимера пропилена с этиленом, в результате воздействия которых происходит термодиффузионная и термомеханическая деградация полимерной изоляции кабеля. Установленные закономерности положены в основу методики подбора компоновок кабельных линий УЭЦН, разработанной для условий нефтяных месторождений РУП «Производственное объединение «Белоруснефть». Согласно методике выбор длины основного кабеля с полимерной изоляцией из блоксополимера пропилена с этиленом должен осуществляться таким образом, чтобы выполнялось одновременно два условия: расчетная температура жилы кабеля на глубине сработки основного кабеля и кабельного удлинителя не должна превышать + 80 °С (с учетом запаса на длительную эксплуатацию в течение не менее 2 лет), сработка должна находиться в газовой среде над расчетным динамическим уровнем.

Литература

1. Попкова, Ю. И. Опыт РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» по эксплуатации подземного оборудования добывающих скважин, осложненных коррозией / Ю. И. Попкова // Инженерная практика. – 2020. – № 4. – С. 36–43.
2. Агеев, Ш. Р. Российские установки лопастных насосов для добычи нефти и их применение : энциклопед. справ. / Ш. Р. Агеев, Е. Е. Григорян, Г. П. Макиенко. – Пермь : Пресс-Мастер, 2007. – 648 с.
3. Шарипов, С. Ш. Организация эксплуатации и ремонта установок электроцентробежных насосов в нефтедобывающей отрасли / С. Ш. Шарипов, Ф. Ш. Забиров, В. Г. Акшенцев. – Уфа : Изд-во УГНТУ, 2019. – 728 с.
4. Ивановский, В. Н. Анализ современного состояния и перспектив развития скважинных насосных установок для добычи нефти / В. Н. Ивановский // Территория Нефтегаз. – 2007. – № 11. – С. 36–47.
5. Попкова, Ю. И. Опыт РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» по эксплуатации подземного оборудования добывающих скважин, осложненных коррозией / Ю. И. Попкова // Инженерная практика. – 2020. – № 4. – С. 36–43.
6. Аблеев, Р. И. Оценка эксплуатационной стойкости полимерных материалов, применяемых в технологиях нефтегазодобычи / Р. И. Аблеев, Р. И. Волошин, Р. Н. Гимаев // Нефтегазовое дело. – 2011. – № 6. – С. 366–386.
7. Месенжик, Я. З. Кабели для нефтегазовой промышленности / Я. З. Месенжик. – Ташкент : ФАН, 1972. – 274 с.

8. Буренков, А. Е. Разработка и качество кабелей для УЭЦН : техн. сб. / А. Е. Буренков, Г. П. Макиенко, В. Г. Савченко. – Пермь : Стиль-МГ, 2001. – 178 с.
9. Макиенко, Г. П. Кабели и провода, применяемые в нефтегазовой индустрии / Г. П. Макиенко. – Пермь : Стиль-МП, 2004. – 521 с.
10. Ласуков, А. А. Анализ причин преждевременных отказов при эксплуатации УЭЦН в пластах группы ЮС Восточно-Сургутского месторождения и методы борьбы с ними / А. А. Ласуков // Науки о Земле. – 2015. – № 16. – С. 71–76.
11. Результаты опытно-промышленных испытаний погружных кабельных линий из термокоррозионностойкого алюминиевого сплава ТАС в ООО «Газпромнефть-Хантос» / А. А. Шущаков, А. Ф. Галеев, Н. М. Катрич [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 12. – С. 76–78.
12. Горланов, С. Ф. Основные итоги и задачи в области повышения надежности УЭЦН / С. Ф. Горланов // Инженерная практика. – 2011. – № 5. – С. 7–11.
13. Катаев, В. М. Справочник по пластическим массам / В. М. Катаев, В. А. Попов, Б. И. Сажин. – М. : Химия, 1975. – 448 с.

References

1. Popkova Yu. I. Experience of RUE Production Association «Belorusneft» in operation of underground equipment of production wells complicated by corrosion. *Inzhenernaya praktika = Engineering practice*, 2020, no. 4, pp. 36–43 (in Russian).
2. Ageev SH. R., Grigoryan E. E., Makienko G. P. *Russian installations of vane pumps for oil production and their applications. Encyclopedic reference book*. Perm', Press-Master Publ., 2007. 648 p. (in Russian).
3. Sharipov S. SH., Zabiroy F. SH., Akshentsev V. G. *Organization of operation and repair of electric centrifugal pump units in the oil industry*. Ufa, UGNTU, 2019. 728 p. (in Russian).
4. Ivanovskii V. N. Analysis of the current state and prospects of development of submersible pumping units for oil production. *Inzhenernaya praktika = Engineering practice*, 2007, no. 11, pp. 36–47 (in Russian).
5. Popkova YU. I. Experience of RUE «Production Association «Belorusneft» in operation of underground equipment of production wells complicated by corrosion. *Inzhenernaya praktika = Engineering practice*, 2020, no. 4, pp. 36–43 (in Russian).
6. Ableev R. I., Voloshin R. I., Gimaev R. N. Assessment of operational durability of polymeric materials used in oil and gas production technologies. *Neftegazovoe delo = Oil and gas engineering*, 2011, no. 6, pp. 366–386 (in Russian).
7. Mesenzhik YA. Z. *Cables for oil and gas industry*. Tashkent, FAN Publ., 1972, 274 p. (in Russian).
8. Burenkov A. E., Makienko G. P. *Development and quality of cables for ESP installations*. Perm', Stil'-MG Publ., 2001, 178 p. (in Russian).
9. Makienko G. P. *Cables and wires used in the oil and gas industry*. Perm', Stil'-MG Publ., 2004, 521 p. (in Russian).
10. Lasukov A. A. Analysis of the causes of premature failures during ESP operation in the South-South reservoirs of the East Surgutskoye field and methods of combating them. *Nauki o Zemle = Earth Sciences*, 2015, no. 16, pp. 71–76 (in Russian).
11. Shushakov A. A., Galeev A. F., Katrich N. M., Sarapulov N. P., Suleimanov A. G., Sashin I. A. Results of pilot field tests of submersible cable lines made of thermocorrosion-resistant aluminum alloy TAS at Gazpromneft-Khantos LLC. *Neftyanoe khozyaistvo = Petroleum industry*, 2015, no. 12, pp. 76–78 (in Russian).
12. Gorlanov S. F. Main results and tasks in the field of ESP unit reliability improvement. *Inzhenernaya praktika = Engineering practice*, 2011, no. 5, pp. 7–11 (in Russian).
13. Kataev V. M., Popov V. A., Sazhin B. I. *Handbook of plastic masses*. Moscow, Chemistry Publ., 1975. 448 p. (in Russian).

Информация об авторах

Попкова Юлия Ивановна – кандидат технических наук, ведущий инженер-технолог отдела техники и технологии добычи нефти и исследования скважин. Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти (ул. Книжная, 15Б, 246003, г. Гомель, Республика Беларусь). E-mail: u.popkova@beloil.by

Петрикевич Павел Александрович – начальник отдела техники и технологии добычи нефти и исследования скважин. Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти (ул. Книжная, 15Б, 246003, г. Гомель, Республика Беларусь). E-mail: petrikevich@beloil.by

Аммон Александр Александрович – химик 1 категории отдела аналитических исследований. Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти (ул. Книжная, 15Б, 246003, г. Гомель, Республика Беларусь). E-mail: a.ammon@beloil.by

Латицкий Игорь Федорович – инженер-технолог 1 категории отдела аналитических исследований. Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти (ул. Книжная, 15Б, 246003, г. Гомель, Республика Беларусь). E-mail: i.lapitsky@beloil.by

Information about the authors

Popkova Yuliya – Ph.D. of Engineering Sciences, leading engineer-technologist of the Oil Production and Well Research Engineering and Technology Department. Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil RUE “Production Association “Belorusneft” (15B, Knizhnaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: u.popkova@beloil.by

Petrikevich Pavel – head of Oil Production and Well Research Engineering and Technology Department. Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil RUE “Production Association “Belorusneft” (15B, Knizhnaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: petrikevich@beloil.by

Ammon Aleksander – chemist of the Analytical Research Department. Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil RUE “Production Association “Belorusneft” (15B, Knizhnaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: a.ammon@beloil.by

Lapitskiy Igor – engineer-technologist of the Analytical Research Department. Belarusian Scientific Research and Design Institute of Oil RUE “Production Association “Belorusneft” (15B, Knizhnaya Str., 246003, Gomel, Republic of Belarus). E-mail: i.lapitsky@beloil.by

Поступила в редакцию 28.10.2024