

ФРИЗЕН АЛЕКСЕЙ НИКОЛАЕВИЧ

**ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЕЖНОСТИ
НЕФТЕПОГРУЖНЫХ КАБЕЛЕЙ НА СТАДИИ ИЗГОТОВЛЕНИЯ
И В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ**

Специальность 05.09.02 – Электротехнические материалы и изделия

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Томск – 2007

Работа выполнена на кафедре «Электроизоляционная и кабельная техника»
Томского политехнического университета

Научный руководитель:

Доктор технических наук,
профессор

Похолков Юрий Петрович

Официальные оппоненты:

Доктор технических наук
Дедов Николай Владимирович
Сибирский химический комбинат

Кандидат технических наук, профессор
Константинов Геннадий Григорьевич
Иркутский государственный технический университет

Ведущая организация: ОАО ВНИИ Кабельной Промышленности, г. Москва

Защита состоится 13.11.2007 г. в 16⁰⁰ часов в аудитории 312 на заседании диссертационного совета К 212.269.02 в Томском политехническом университете по адресу: 634034, г. Томск, пр. Ленина, 2-а

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке Томского политехнического университета.

Автореферат разослан 12.10.2007 года.

Ученый секретарь диссертационного совета
кандидат технических наук, доцент

М.А. Соловьев

Общая характеристика работы

Актуальность проблемы. В соответствии с ГОСТ 13377-75 надежность - это свойство изделия выполнять заданные функции, сохраняя эксплуатационные показатели в установленных пределах в течение требуемого времени. Одним из главных показателей надежности любой технической продукции, в том числе и кабельных изделий, является ресурс работы. Именно этот показатель надежности явился предметом исследования в данной работе.

Для нефтегазодобывающей промышленности особенно остро стоит вопрос обеспечения надежности нефтепогружных кабелей (НПК) для питания нефтепогружных насосов. Эта проблема стала особенно актуальной в связи с увеличением глубин бурения скважин до 2000÷3000 м, что обуславливает воздействие на изоляцию нефтепогружных кабелей повышенных температур (до 200 °С) и давлений (более 100 МПа). Разработанные к настоящему времени методы оценки надежности НПК либо дороги и трудоемки, либо не учитывают такие факторы эксплуатации кабеля, как температура и абсорбция пластовой жидкости материалом изоляции (Месенжник Я.З., Осягин А.А. «Силовые кабельные линии для нефтепогружных электросистем» М.; Энергоатомиздат, 1987, 240с.). В связи с изложенным, задача обеспечения показателей надежности нефтепогружных кабелей на стадии проектирования и в процессе эксплуатации является безусловно актуальной.

Цель исследования: Разработать конструкцию нефтепогружного кабеля с повышенным ресурсом и методику его оценки.

Для достижения цели поставлены следующие задачи:

1. Установить влияние эксплуатационных факторов на электрические, механические и сорбционные свойствами изоляции нефтепогружных кабелей.
2. Создать феноменологическую модель деградации полимерной изоляции при эксплуатации, позволяющую разработать идеологию прогноза ресурса НПК.
3. На основе феноменологической модели и выявленных изменений свойств изоляции кабелей от эксплуатационных факторов предложить инженерную методику оценки ресурса нефтепогружных кабелей.

4. Разработать конструкцию нефтепогружного кабеля, характеризуемого повышенным ресурсом в условиях эксплуатации.

Объекты и методы исследования. Основные объекты исследования - полимерные материалы изоляции нефтепогружных кабелей: полиэтилен низкого давления, блок-сополимер этилена с пропиленом, этиленпропиленовая резина, нитрильная резина, кремнийорганическая резина. В работе использовались стандартные методы измерения электрических и механических свойств, а так же разработанные автором оригинальные методы исследования кинетики сорбции пластовой жидкости в изоляцию кабелей.

Научная новизна работы:

1. Установлена обратно пропорциональная связь между сорбционными свойствами и величиной удельного сопротивления исследуемых материалов, что позволило предложить идеологию прогноза ресурса нефтепогружных кабелей.

2. Разработана феноменологическая модель деградации полимерной изоляции НПК, описывающая уменьшение электрического сопротивления изоляционного материала в процессе эксплуатации кабеля и учитывающая температуру скважины и диффузию пластовой жидкости в объем изоляционного материала. Полученная модель положена в основу неразрушающего метода оценки ресурса нефтепогружных кабелей с полимерной изоляцией.

3. Показана эффективность использования в конструкции нефтепогружных кабелей защитных пленок из фторопласта-4 для уменьшения сорбции пластовой жидкости в изоляцию этих кабелей в процессе эксплуатации.

Практическая ценность.

Предложена инженерная методика оценки ресурса нефтепогружных кабелей путем измерения величины сопротивления изоляции в процессе эксплуатационного старения.

Разработаны новые конструкции нефтепогружных кабелей с использованием дополнительных защитных слоев из фторопластовых пленок для предотвращения сорбции пластовой жидкости в процессе эксплуатации, что существенно увеличило

рабочий ресурс кабельных изделий. Эти результаты защищены патентами и внедрены в ЗАО «Сибкабель».

На защиту выносятся следующие положения:

1. Рабочий ресурс изоляции нефтепогружных кабелей определяется, в основном, величиной равновесной сорбции пластовой жидкости в объем изоляции.
2. Резкое набухание изоляции кабеля, приводящее к сокращению ресурса изделий, наблюдается при температурах эксплуатации выше точки плавления кристаллических областей блоксополимера. По этой причине рекомендуется использовать в качестве изоляции кабелей полимеры с повышенными температурами плавления.
3. В основе метода неразрушающей диагностики нефтепогружных кабелей лежит количественная связь между изменением удельного электрического сопротивления изоляции и интенсивностью диффузии пластовой жидкости в изоляцию при разных температурах в процессе эксплуатации.
4. Ресурс кабелей существенно увеличивается при использовании защитной пленки из фторопласта для уменьшения проникновения в изоляцию пластовой жидкости.

Достоверность полученных результатов. Степень достоверности полученных результатов определяется: использованием современных калиброванных измерительных приборов, созданием модели, опирающейся на общепринятые представления в области материаловедения, достаточно хорошим совпадением экспериментальных и расчетных данных.

Апробация работы.

Результаты работы доложены на: Девятой Всероссийской научно-технической конференции «Материалы, технологии, конструкции, экономика», г. Красноярск, 2003 г.; Всероссийской научной конференции молодых ученых «Наука, технологии, инновации», Россия, г. Новосибирск, 2004 г.; Международной научно-технической конференции «Электромеханические преобразователи энергии», Россия, г. Томск, 20-22 октября 2005 г.

Публикации. По теме диссертации опубликовано 8 печатных работ.

Реализация результатов работы: результаты диссертационной работы внедрены и используются в ЗАО «Сибкабель», г. Томск.

Структура и объем диссертации. Диссертация состоит из введения, четырех глав и заключения. Основной текст диссертации изложен на 130 страницах, работа сопровождается 20 таблицами, 55 рисунками и приложением на 24 страницах, список литературы включает 120 наименований.

Содержание работы

Во введении дана общая характеристика работы, обоснована актуальность темы, сформулированы цель и задачи исследований, научно-практическая значимость полученных результатов и основные положения, выносимые на защиту.

В первой главе проведен обзор литературы по теме диссертации. Рассмотрены существующие конструкции нефтепогружных кабелей и условия их эксплуатации, существующие методы определения надежности НПК. Из литературного обзора сделан вывод о том, что до настоящего времени нет четкой информации о влиянии эксплуатационных факторов на электрические свойства изоляции нефтепогружных кабелей, что затрудняет прогноз ресурса этого типа кабельных изделий. С учетом изложенного поставлены цель и задачи работы.

Во второй главе описаны объекты и методы исследования. Чтобы обеспечить выбор наиболее оптимального варианта изоляции кабеля, удовлетворяющего современным требованиям, для исследований были взяты полиэтилен низкого давления (ПЭНД), блок-сополимер этилена с пропиленом (СЭП №02-01-К и СЭП №02-МК), этиленпропиленовая резина (ЭПР), нитрильная резина (СН), кремнийорганическая резина, а также образцы, имеющие комбинированную изоляцию (эмалевую, резиновую).

Исследование процессов сорбции и удельного сопротивления материалов в процессе старения производилось на образцах размером $10 \times 10 \text{ см}^2$ толщиной 1-2 мм. Для оценки степени влагопоглощения производилось взвешивание образцов на аналитических весах *MZP-200* с погрешностью $\pm 5 \cdot 10^{-4}$ г. Измерения емкости, тангенса угла диэлектрических потерь и сопротивления изоляции производились на образцах изолированных жил кабеля длиной 0,8 м с использованием известных современных приборов: автоматического моста переменного тока *E7-8*, тераомметра *Щ 404-М1*, вольтметр-электромметра *B7-30*.

Тепловое старение образцов материалов в агрессивной среде осуществлялось в автоклавах, а старение образцов изолированных жил кабеля в специально изготовленных трубах с герметичными крышками, которые заполнялись имитатором пластовой жидкости и образцами так, чтобы гидротермальное давление в капсуле не превышало 1 МПа. В крышки были врезаны манометры, с помощью которых производился контроль давления. Старение образцов осуществлялось в имитаторе пластовой жидкости, состоящим из воды, машинного масла и ионов солей ($NaCl$, $CaCl_2$, $FeCl_3$, KJ). Трубы с образцами помещались в термостаты.

Исследование прочности на разрыв и относительное удлинение производилось на разрывной машине *PM-50*. Образцы представляли собой двухсторонние лопаточки с шириной 4 мм и длиной рабочей части 20 мм, которые вырезались из пластин используемых материалов, прошедших тепловое старение в агрессивной среде. При испытании на продавливание образцы изолированных жил кабеля длиной 15 см укладывались крест-накрест и к ним прикладывалось сжимающее напряжение величиной 20 кг/см². Скорость подъема температуры составляла 2,5-3 градуса в минуту. Измерение деформации производилось скобой рычажного типа *CP* с ценой деления отсчетного устройства 0,002 мм.

Для измерения сопротивления плоских образцов были использованы стандартные металлические электроды. Диаметр измерительного электрода $d_{из} = 50$ мм. Для обеспечения плотного контакта электродов с поверхностью образца между образцом и электродами прокладывали круглые диски из поролона толщиной 2 мм, пропитанные пластовой жидкостью. При измерении температурной зависимости сопротивления электроды наносили на образцы из суспензии графита.

Третья глава посвящена разработке феноменологической модели деградации изоляции кабелей под действием эксплуатационных факторов. Для формулирования основных положений модели использованы результаты исследования влияния теплового старения в имитаторе пластовой жидкости на механические, электрические и сорбционные свойства испытываемых материалов. Предлагаемая программа исследований должна выявить наиболее чувствительные характеристики материалов к процессу старения.

3.1. Исследование механических свойств материалов

В работе изучено влияния температуры и времени старения на прочность и относительное удлинение при разрыве для исследуемых материалов.

На рис. 1 приведена зависимость прочности на разрыв от времени старения

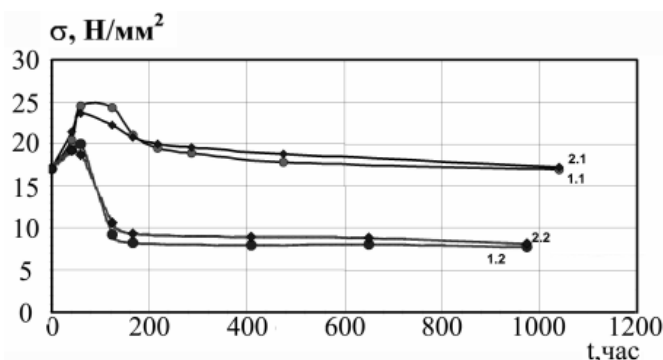


Рис.1. Зависимость механической прочности на растяжение от времени старения: 1.1, 1.2 – блоксополимер СПЭ 02-01К при температурах старения 120 и 140 °С, соответственно; 2.1, 2.2 – блоксополимер СПЭ02-МК при температурах старения 120 и 140 °С, соответственно

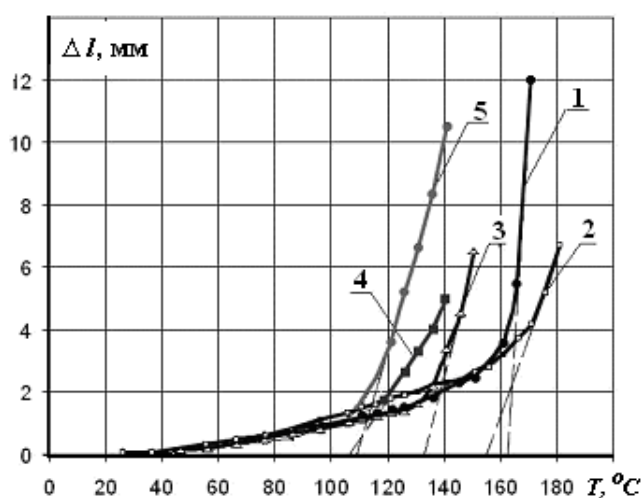


Рис. 2. Температурная зависимость деформации Δl материала СПЭ-02МК ($T_c = 120$ °С): 1– исходный образец; 2– время старения $t=116$ ч; 3– время старения $t=471$ ч; 4– время старения $t=570$ ч; 5– время старения $t=1087$ ч.

деформации образца при растяжении (Δl) для СПЭ-02МК от температуры при различных временах старения. Из рисунка следует что, на температурной зависимости Δl имеется перегиб, положение которого по оси температур обусловлено переходом полимера в вязкотекучее состояние.

для образцов СПЭ-02-01К и СПЭ-02МК, состаренных в пластовой жидкости при температурах 120 и 140 °С. Отметим, что разные типы сополимеров ведут себя идентично. При температуре $T_c = 120$ °С в начальный период старения блоксополимеров прочность на разрыв возрастает до максимального значения, а затем плавно спадает. Возрастание прочности на начальном участке обусловлено увеличением гибкости макромолекулярных цепей, что способствует снижению внутренних напряжений в полимере. Дальнейший процесс старения приводит к деструкции материала и уменьшению его механической прочности. Повышение температуры старения до 140 °С вызывает уменьшение прочности практически в два раза.

На рис. 2 показана зависимость

Из полученных зависимостей следует, что в течение 300-400 часов старения преобладает пластификация материала, а в дальнейшем превалирует деструкция. Этим и обусловлено снижение температуры перегиба с ростом времени старения.

3.2. Исследование электрических свойств материалов

В данном разделе изучалось влияние теплового старения в пластовой жидкости на электрическую прочность E_{np} , диэлектрическую проницаемость, электрическое сопротивление и $tg\delta$.

Установлено, что в процессе старения величина E_{np} изменяется сложным образом. Для блоксополимера, состаренного при $T_c = 120$ °С до 800 часов, наблюдается снижение E_{np} в полтора раза от исходного значения, а далее некоторое ее возрастание. Такой же характер зависимости E_{np} от времени старения наблюдается и для других исследованных материалов. Учитывая, что испытания на электрическую и механическую прочность являются разрушающими методами контроля, эти характеристики в плане поставленной задачи далее не обсуждаются.

Исследование временных зависимостей $tg\delta$ и ε на образцах кабеля с различными видами изоляции показало, что и эти характеристики не могут служить критерием работоспособности изделия из-за малой чувствительности к старению.

Наиболее информативной характеристикой изоляции оказалась величина электрического сопротивления, которая в процессе эксплуатации кабелей может изменяться на несколько порядков. Важно, что при измерении сопротивления изоляции величина приложенного напряжения не превышает 200 В.

Таким образом, выполненные исследования показали, что электрическое сопротивление изоляции является наиболее подходящей характеристикой для разработки неразрушающего метода диагностики изоляции кабеля при эксплуатации.

3.3. Сорбционные свойства изоляционных материалов

Исследование сорбционных свойств изучаемых материалов (блоксополимера СПЭ–02МК, этиленпропиленовой резины ЭПР и др.) производилось на плоских образцах толщиной 2 мм, состаренных в течение 300÷1500 часов при температурах 120, 140 и 160 °С в автоклавах, заполненных имитатором пластовой жидкости.

Величина сорбции (φ) рассчитывалась по уравнению

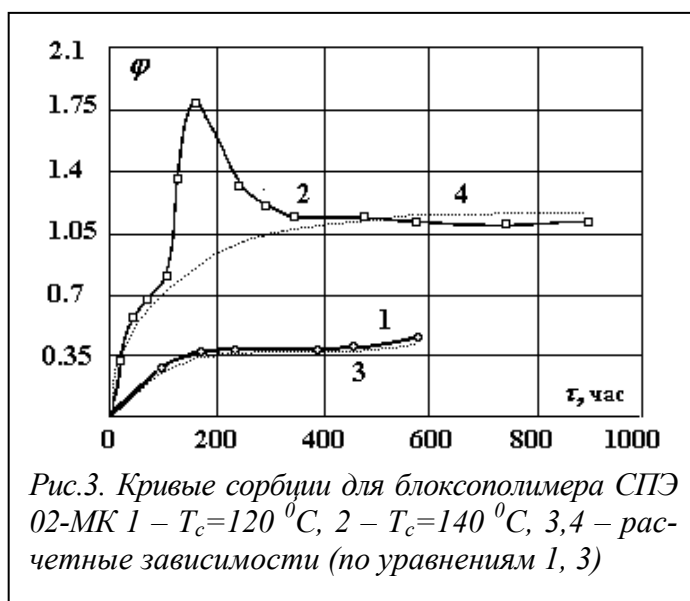
$$\varphi = \frac{m - m_0}{m_0} = \frac{Q_t}{Q_\infty}, \quad (1)$$

где m_0 – исходный вес образца, m – вес образца к моменту времени t .

Количество пластовой жидкости θ , абсорбированной испытуемым материалом к моменту времени t определялось как

$$\theta = m - m_0 \quad (2)$$

Общий характер временной зависимости сорбции агрессивной среды для



блоксополимера СПЭ-02МК при температурах старения 120 и 140°C в имитаторе пластовой жидкости представлен на рис. 3.

Старение блоксополимера в агрессивной жидкости при температуре $T_{ст}=120^\circ\text{C}$ не приводит к сколь-нибудь заметному вымыванию низкомолекулярных продуктов и водорастворимых примесей. Однако,

судя по постоянному увеличению веса образцов в течение почти 600 часов старения и значительному водопоглощению ($\varphi=0,4$), можно заключить, что происходит ограниченное набухание блоксополимера под действием компонентов пластовой жидкости. Так как полимер при температуре испытания находится в высокоэластическом состоянии, то процесс диффузии жидкой среды идет в основном по его аморфным областям. После 300 часов старения на поверхностях образцов стали появляться вздутия, которые представляли собой полости, заполненные загустевшим нефтяным маслом. Размеры полостей увеличивались по мере старения и в конце опыта достигали в поперечнике 8÷10 мм. Повышение температуры пластовой жидкости до 140 °C приводит к значительному изменению диффузионных свойств блоксополимера. При этой температуре аморфные области полимера переходят в вязкотекучее состояние. Возможно также происходит плавление мелких

кристаллических образований. Низкомолекулярные вещества локализуются, преимущественно, в аморфных и дефектных областях полипропилена, по этим же областям осуществляется диффузия. Все эти факторы приводят к увеличению свободного объема полимера, уменьшению сил межмолекулярного взаимодействия и, как следствие, к повышению интенсивности диффузионных процессов.

Экспериментальные исследования старения блоксополимера СПЭ-02МК при температуре $T_{cm}=140^{\circ}\text{C}$ показали, что произошло значительное увеличение набухания (до 110%). Состаренные образцы утратили первоначальную жесткость и приобрели высокую эластичность, подобную резине. Затем начинает преобладать процесс вымывания из блоксополимера водорастворимых примесей и низкомолекулярных фракций, что определяет спадающий участок сорбции на рис.3. Сорбция достигает установившегося значения ($\varphi=1,1$) через 300 часов старения.

Для этиленпропиленовой резины (ЭПР) наблюдается преимущественно осмотический характер сорбции, так как резина имеет в своем составе водорастворимые примеси, содержащиеся в минеральном наполнителе. Равновесное поглощение пластовой жидкости для ЭПР при температуре старения 140°C достигает 122 % за $t = 60$ час. При температуре старения 160°C установившееся значение поглощения составляет 118 % за $t = 48$ часов.

Как и для блоксополимера, в ЭПР наблюдается аномально высокое равновесное поглощение пластовой жидкости со значительным набуханием. Сорбционные свойства исследуемых материалов представлены в табл. 1. Для расчета эффективного коэффициента диффузии применялся метод Давыдова-Журкова, основанный на результатах взвешивания образцов в процессе старения (Маслов В.В. Влагодостойкость электрической изоляции, М, Энергия, 1973, 268с.).

Таблица 1.

Параметр	СПЭ-02МК		ЭПР	
	$T_{cm}=120^{\circ}\text{C}$	$T_{cm}=140^{\circ}\text{C}$	$T_{cm}=140^{\circ}\text{C}$	$T_{cm}=160^{\circ}\text{C}$
$\varphi_{\infty}, \%$	40	110	122	119
$D \cdot 10^{12}, \text{м}^2/\text{с}$	2,8	2,0	1,5	0,73

Кривые сорбции, рассчитанные по уравнению Эндрюса и Джонсона (3), находятся в удовлетворительном соответствии с опытными данными (рис. 3).

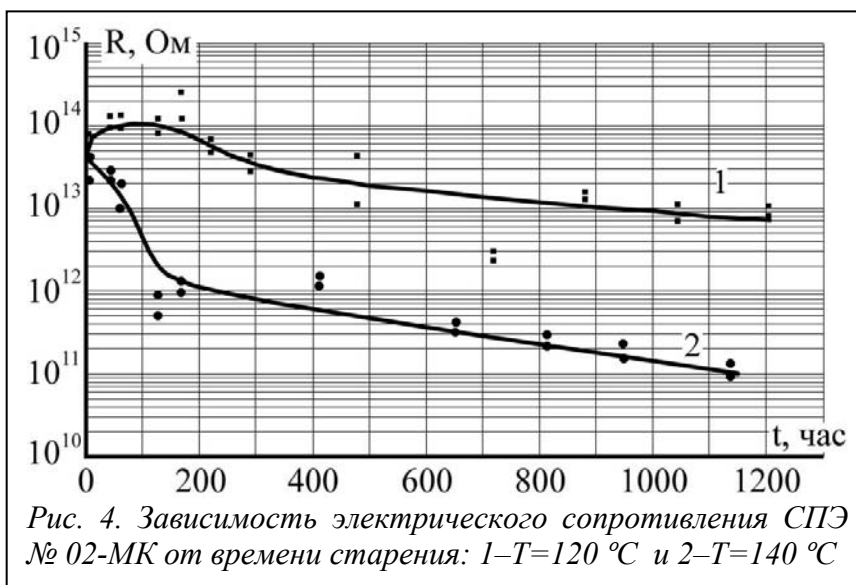
$$Q_t = Q_\infty \left(1 - \frac{8}{\pi^2} \exp \left(\frac{-\pi^2 D t}{4h^2} \right) \right), \quad (3)$$

где Q_t - количество влаги (кг), поглощенное образцом за время t (с); Q_∞ - количество влаги (кг), поглощенное к моменту достижения равновесия (насыщения); h - половина толщины образца (м); D – эффективный коэффициент диффузии ($\text{м}^2/\text{с}$) ионов имитатора пластовой жидкости (Михайлов М.М. Влагопроницаемость органических диэлектриков. М.Л. Госэнергоиздат, 1960, 163с.). Величина равновесного поглощения пластовой жидкости при заданной температуре старения является одним из важнейших критериев стойкости материала к воздействию среды.

Наблюдаемые различия между расчетными и опытными данными, приведенными на рис. 3, объяснены ранее и не влияют на результаты диагностики кабельной изоляции, так как они проявляются на ранних стадиях приработки изделия.

3.4. Температурно-временные зависимости сопротивления изоляции нефтепогружных кабелей в процессе сорбции пластовой жидкости.

В данном разделе приведены результаты исследования влияния теплового старения в агрессивной жидкости на сопротивление выбранных материалов. Усреднённые зависимости сопротивления образцов изоляции, изготовленных из экструдированных пластин СПЭ-02МК, приведены на рис. 4. Подобные закономерности были получены и для других материалов.



Из рис. 4 видно, что со временем старения наблюдается уменьшение величины сопротивления, связанное с сорбцией компонентов агрессивной среды (влаги и масла) в изоляцию. Молекулы воды и масла, попадая в изоляцию в процессе диффузии,

являются источником носителей зарядов. С ростом температуры старения кривая $R=f(t)$ идет ниже, так как повышение температуры интенсифицирует процесс не только сорбции, но и миграции носителей заряда.

Некоторое повышение сопротивления на начальном участке старения, наблюдаемое для СПЭ-02МК и СПЭ-02-01К, связано с достижением равновесной структуры и снижением внутренних напряжений в начале старения (рис.1).

Анализ полученных результаты по влиянию теплового старения на электрические и механические свойства материалов, позволил заключить, что наибольшую информацию о старении несут результаты измерения удельное сопротивление изоляции, а из исследованных материалов более стойкими к агрессивной среде являются блок-сополимеры этилена с пропиленом СПЭ -02МК и СПЭ-02-01К.

3.5. Феноменологическая модель снижения сопротивления изоляции НПК в процессе эксплуатации (основное уравнение диагностики НПК)

Основные положения феноменологической модели, получившие подтверждение в данной работе или в литературе формулируются следующим образом:

1. Надежность нефтепогружных кабелей характеризуется ресурсом работы.
2. Ресурс нефтепогружных кабелей определяется величиной равновесной сорбции пластовой жидкости в объем изоляционного материала.
3. Основу феноменологической модели составляет уравнение, описывающее уменьшение сопротивления изоляции кабеля в процессе эксплуатации.
4. Критерием рабочего ресурса кабеля является критическое сопротивление изоляции кабеля ($R_{кр}$), при меньших значениях которого изделие выходит из строя.

При разработке данной модели были приняты следующие допущения:

1. В процессе сорбции пластовой жидкости в объем изоляции ее удельное сопротивление уменьшается пропорционально количеству поглощенной жидкости (φ_{∞}) и способности исследуемого материала к набуханию (β).
2. При достижении равновесного значения абсорбированной среды, удельное сопротивление изоляции стремится к постоянному значению ($\rho_{уст}$).

3. Скорость снижения сопротивления изоляции в процессе сорбции пластовой жидкости определяется постоянной времени диффузии (τ).

На основании сделанных допущений было получено уравнение, устанавливающее связь между величиной удельного сопротивления изоляции (ρ_t) в процессе диффузии и количеством поглощенной пластовой жидкости (φ_∞) к моменту достижения равновесной сорбции:

$$\rho_t = \frac{\rho_n}{1 + A \cdot \left(1 - e^{-\frac{t}{\tau}}\right)}, \quad (4)$$

где ρ_n – удельное сопротивление материала в исходном состоянии при 20 °С,

τ – постоянная времени сорбции, определяемая из уравнения

$$\tau = \frac{4h^2}{\pi^2 D_k} \quad (5)$$

Коэффициент A , характеризующий изменение сопротивления от исходного

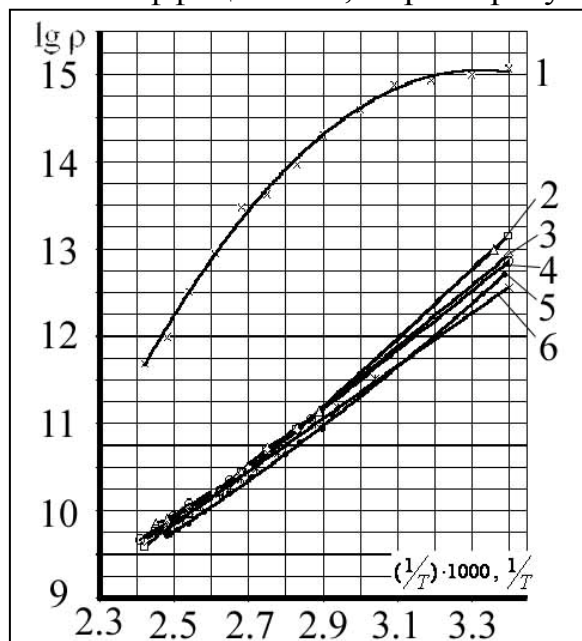


Рис. 5. Температурные зависимости сопротивления образцов материала СЭП-02МК ($T_c=120$ °С) при разных временах старения: 1–не старенный; 2–116 ч.; 3–303 ч.; 4–398 ч.; 5–1087 ч. 6–1425 ч.;

значения ρ_n до установившегося значения в процессе сорбции пластовой жидкости, рассчитывается по формуле

$$A = \beta \cdot \varphi_\infty = \frac{\rho_n}{\rho_{уст}} - 1 = \frac{R_n}{R_{уст}} - 1 \quad (6)$$

Влияние старения изоляции НПК в условиях эксплуатации на ее удельное сопротивление

Перед началом старения были проведены исследования по влиянию тепловой обработки исходных образцов материалов на их электропроводность. В процессе тепловой обработки происходит структурирование материалов, в результате

чего повышаются их диэлектрические и физико-механические свойства. На рис. 5

приведена температурная зависимость удельного сопротивления образцов СЭП-02МК при разных временах старения. Аналогичные зависимости были получены для других исследованных материалов.

Из рис. 5 видно, что наибольшее снижение сопротивления изоляции наблюдается в первые 200 часов старения и обусловлено процессами диффузии пластовой жидкости. Содержащиеся в жидкости низкомолекулярные углеводороды приводят к частичному растворению изоляционного материала. В результате пластификации увеличивается подвижность свободных носителей заряда, уменьшается их энергия активации. Зависимость $\lg \rho = f\left(\frac{1}{T}\right)$ приближается к линейной и может быть описана уравнением вида:

$$\rho_T = \rho_n \cdot \exp\left[-\frac{W}{k} \cdot \left(\frac{1}{T_n} - \frac{1}{T}\right)\right], \quad (7)$$

где: W – энергия активации электропроводности; $T_n = 293$ К;

T – текущее значение температуры (К).

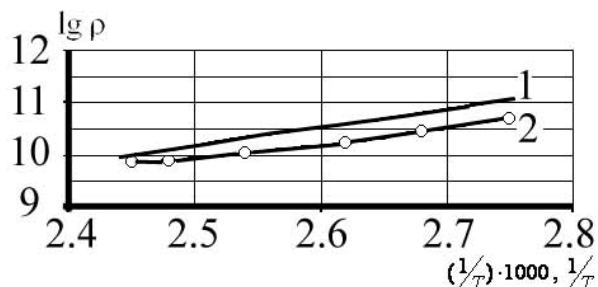


Рис. 6. Температурная зависимость $\lg \rho$ для СЭП-02МК ($T_c = 120^\circ\text{C}$) при $t_c = 300$ ч.

1 – экспериментальная кривая;

2 – расчетная кривая

По формуле 7 рассчитана температурная зависимость удельного сопротивления при разных временах старения для СЭП-02МК, представленная на рис. 6. Аналогичные расчеты выполнены для других материалов, результаты которых представлены в табл. 2.

Из рис. 6 видно, что экспериментальные и расчетные зависимости удельного сопротивления от температуры удовлетворительно согласуются. Это позволило записать аналитическое уравнение, связывающее величину удельного сопротивления исследуемых материалов $\rho_{\varphi T}$ с температурой, временем сорбции и количеством сорбированной пластовой жидкости материалами.

Таким образом, функциональная связь $\rho_{\varphi T} = f(T, \varphi, t)$ имеет вид:

$$\rho(\varphi, T) = \frac{\rho_n}{\left[1 + A \cdot \left(1 - e^{-\frac{t}{\tau}}\right)\right]} \cdot \exp\left[-\frac{W}{k} \cdot \left(\frac{1}{T_n} - \frac{1}{T}\right)\right] \quad (8)$$

После достижения равновесной сорбции снижение сопротивления изоляции происходит в основном за счет процессов деструкции, обусловленных повышенной температурой и воздействием агрессивной среды. Используя экспериментальные данные (рис. 3–6), была установлена зависимость величины удельного сопротивления изоляции кабеля от температуры и времени эксплуатации, которая может служить критерием работоспособности изоляции НПК в процессе эксплуатации.

$$\rho(t, T) = \frac{\rho_n}{\left[1 + A \cdot \left(1 - e^{-\frac{t}{\tau}}\right)\right]} \cdot \exp\left[-\frac{W}{k} \cdot \left(\frac{1}{T_n} - \frac{1}{T}\right) - B \cdot (t - \tau)\right], \quad (9)$$

где предэкспоненциальная часть характеризует изменение сопротивления изоляции во времени вследствие сорбционных процессов, а экспоненциальная часть отражает изменение сопротивления в температурном ходе и процессе старения.

Здесь: $k = 8,31$ кДж/моль·К – молярная газовая постоянная), T_n – начальная температура (293 К), T – температура эксплуатации изоляции (К), B – коэффициент, характеризующий скорость снижения сопротивления изоляции в процессе старения в пластовой жидкости при температуре эксплуатации.

$$B = \operatorname{tg} \alpha = \frac{\Delta \lg \rho}{\Delta t} = \frac{\Delta \lg R}{\Delta t} \quad (10)$$

Таблица 2

Параметры	СЭП ($T_c=120^0\text{C}$)	СЭП ($T_c=140^0\text{C}$)	ЭПР ($T_c=140^0\text{C}$)
ρ_n [Ом·м]	10^{15}	10^{15}	$6,39 \times 10^{13}$
m_0 [г]	14,891	14,568	16,18
$Q_{\text{вст.}}$ [г]	5,5	16	21,6
A	212,17	$4,55 \times 10^3$	75,1
τ [ч]	120	200	50
B	$3,48 \times 10^{-4}$	$5,71 \times 10^{-4}$	2×10^{-4}
W [Дж/моль]	67000	51600	59400

Уравнение (9) запишем в логарифмическом виде:

$$\lg \rho(t, T) = \lg \left[\frac{\rho_H}{1 + A \cdot \left(1 - e^{-t/\tau} \right)} \right] - 0,43 \cdot \frac{W}{k} \cdot \left(\frac{1}{T_H} - \frac{1}{T} \right) - B \cdot (t - \tau) \quad (11)$$

По выражению (9), определим сопротивление изоляции кабеля, зная его размеры

$$a) R_{t,T} = \rho_{t,T} \cdot \frac{\ln D_{\kappa} / d}{2 \cdot \pi \cdot l}, \quad б) R_{\kappa} = \rho_{\kappa} \cdot \frac{\ln \frac{D_{\kappa}}{d}}{2 \cdot \pi \cdot l} \quad (12)$$

где: $\rho_{t,T}$ – удельное сопротивление изоляционного материала при температуре эксплуатации (Ом·м); D_{κ} – диаметр кабеля по изоляции [м]; d – диаметр кабеля по жиле [м]; l – расчетная длина кабеля [м].

$$R(t, T) = \frac{R_{\kappa}}{\left[1 + A \cdot \left(1 - e^{-t/\tau} \right) \right]} \cdot \exp \left[- \frac{W}{K} \left(\frac{1}{T_{\kappa}} - \frac{1}{T} \right) - B(t - \tau) \right]. \quad (13)$$

$$\lg R(t, T) = \lg \left[\frac{R_{\kappa}}{1 + A \cdot \left(1 - e^{-t/\tau} \right)} \right] - 0,43 \cdot \frac{W}{K} \left(\frac{1}{T_{\kappa}} - \frac{1}{T} \right) - B(t - \tau), \quad (14)$$

где R_{κ} – сопротивление изоляции изделия в исходном состоянии (Ом).

Время достижения минимального допустимого сопротивления изоляции кабеля на 1 км длины (R_{kp}) можно рассчитать из уравнения (14)

$$t_p = \frac{1}{B} \cdot \left\{ \lg \left[\frac{R_{\kappa} / R_{kp}}{1 + A \cdot \left(1 - e^{-t/\tau} \right)} \right] - 0,43 \cdot \frac{W}{K} \cdot \left(\frac{1}{T_{\kappa}} - \frac{1}{T} \right) \right\} + \tau \quad (15)$$

Уравнение (15) представляет окончательное выражение для расчета ресурса нефтепогружных кабелей (t_p).

При длительной эксплуатации кабеля в скважине, когда $t > \tau$, уравнение (15) принимает более простой вид:

$$t_p = \frac{1}{B} \cdot \left[\lg \left(\frac{R_{\kappa}}{R_{kp} \cdot A} \right) \right] - 0,43 \cdot \frac{W}{K} \cdot \left(\frac{1}{T_{\kappa}} - \frac{1}{T} \right) \quad (16)$$

Расчетные значения параметров уравнения (16) приведены в табл.2.

Результаты расчета и опытов по зависимостям $\lg \rho = f(t)$ сопоставлены на рис. 7.

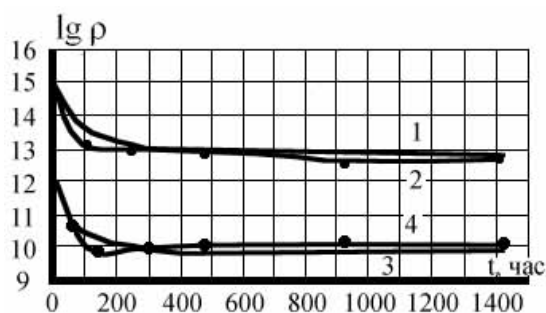


Рис. 7. Временные зависимости удельного сопротивления материала СЭП-02МК
2 – $T_c = 120^\circ \text{C}$, 4 – $T_c = 140^\circ \text{C}$,
1,3 – расчетные зависимости

Как видно, временные зависимости сопротивления, полученные расчетным путем, достаточно хорошо коррелируют с экспериментальными данными. Аналогично были проанализированы температурно-временные зависимости удельного сопротивления для других материалов.

Таким образом, полученное нами аналитическое уравнение (15) может быть использовано для расчета ресурса нефтепогружных кабелей в процессе эксплуатации.

Покажем правомочность этого положения на примере кабеля с изоляцией из блоксополимера (рис. 8).

В соответствии с ГОСТ Р51777-2001 сопротивление пластмассовой изоляции на 1

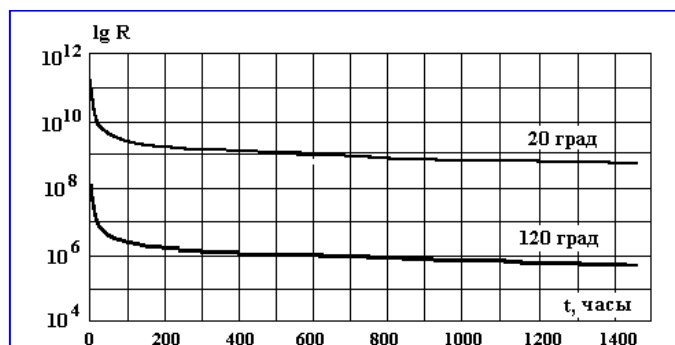


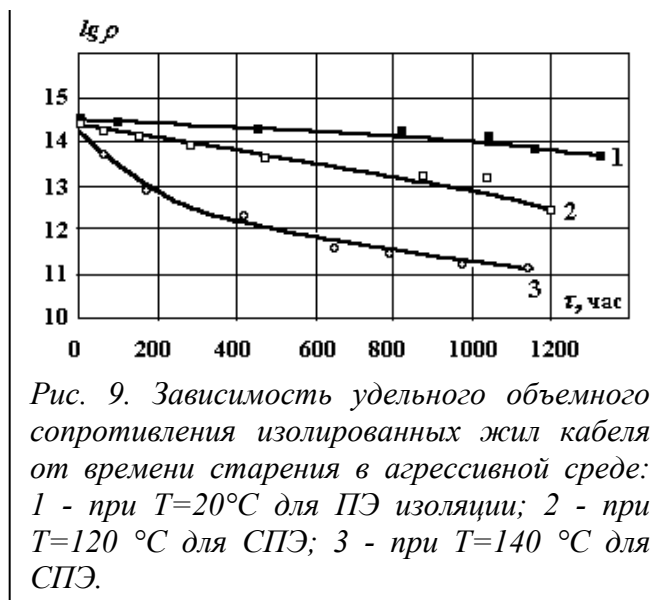
Рис.8. Расчетные значения временных зависимостей сопротивления изоляции кабеля из СЭП-02МК ($T_c = 120^\circ \text{C}$) на длине 1 км ($D_{из} = 9,8 \text{ мм}$; $d_{жс} = 4,5 \text{ мм}$)

км кабеля при 20°C должно быть не менее $2,5 \cdot 10^9 \text{ Ом} \cdot \text{км}$. Из проведенных расчетов при температуре скважинной среды 120°C кабель с такой изоляцией может работать в пределах 500-700 часов, после чего сопротивление изоляции становится ниже критического значения ($10^9 \text{ Ом} \cdot \text{км}$).

В четвертой главе представлены результаты исследования сопротивления образцов изолированных жил кабеля, оценивается возможность использования комбинированной изоляции, замедления процесса сорбции с помощью защитных слоев, что позволило разработать новую конструкцию кабеля. Изложен экспресс-метод оценки остаточного ресурса нефтепогружных кабелей в процессе эксплуатации.

4.1. Сопротивление образцов изолированных жил кабеля

Так как результаты измерения сопротивления изолированных жил кабеля могут отличаться от результатов, полученных на плоских изоляционных пластинах, то испытания проводились также на образцах изолированных жил кабеля.



На рис. 9 показана зависимость удельного объемного сопротивления от времени старения при температурах 120 и 140°C изолированных жил кабеля на основе СПЭ-02МК, а также изолированных жил с ПЭ изоляцией, состаренных при температуре 20°C .

Из рис. 9 видно, что, как и в случае плоских образцов, удельное сопротивление уменьшается со

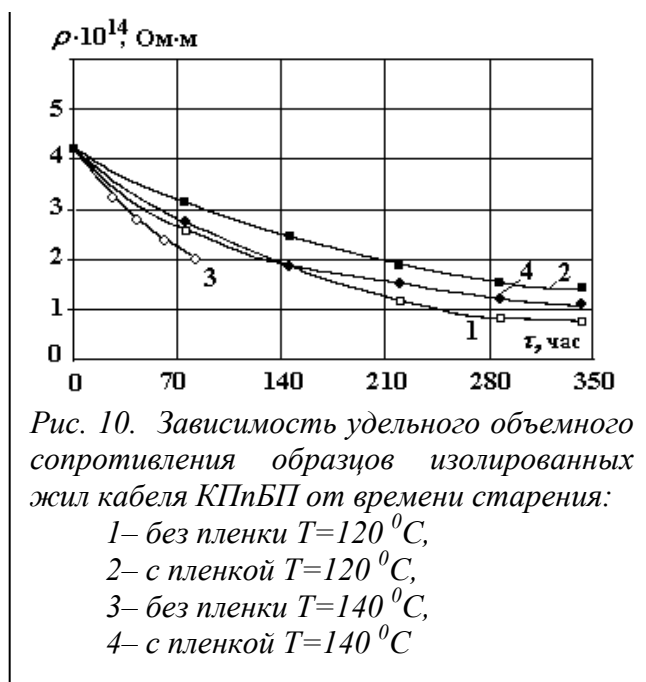
временем старения. Так при $T=140^{\circ}\text{C}$ удельное сопротивление изолированных жил на основе СПЭ-02МК снизилось в течение 1320 часов почти на три порядка величины. При температуре близкой к комнатной эти процессы протекают медленно, поэтому удельное сопротивление практически не изменяется в процессе старения (см. кривую 1, рис. 9). О том, что изменение сопротивления изоляции связано с явлением сорбции влаги подтверждается изменением диаметра проводов за счет набухания изоляции в процессе старения.

4.2. Влияние защитного слоя на сопротивление изолированных жил кабеля

В данном разделе представлены результаты испытания образцов изолированных жил кабеля КППБП до и после бронирования, без и с наличием защиты от действия пластовой жидкости.

Были приготовлены образцы с защитным слоем из алюминиевой фольги и ленты фторопласта-4, наложенных с 50% перекрытием. Как видно из данных рис. 10, при использовании защитной пленки из Ф-4 кривая зависимости удельного сопротивления изоляции от времени старения лежит выше кривой при отсутствии

защитной пленки. Такой же эффект, но более слабый, дает применение защитного слоя из алюминиевой фольги.



Проведенные испытания подтвердили, что из резин наиболее стойкой к воздействию термобарических факторов и пластовой жидкости являются кремнийорганические резины, для которых также подтвердился защитный эффект применения слоев из Ф4 и алюминиевой фольги.

Аналогичные результаты были получены и для комбинированной изоляции ЭПР+СПЭ-02МК при

температурах старения 120, 140 и 160 °C. Можно констатировать, что фторопластовая пленка существенно замедляет проникновение пластовой жидкости в изоляцию при всех температурах испытания, а эффективность защиты можно увеличить качеством намотки защитной пленки.

4.3. Экспресс-метод оценки ресурса нефтепогружных кабелей

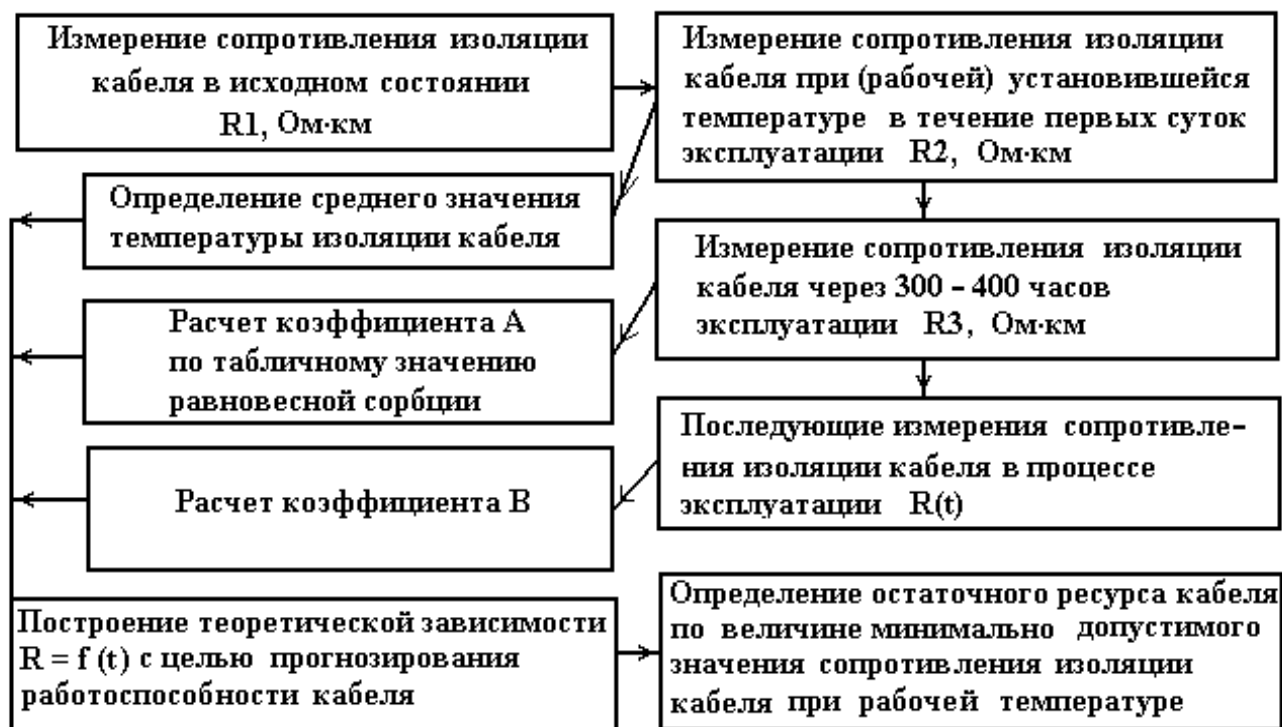
На основе математической модели, изложенной в третьей главе, был разработан экспресс-метод оценки изменения сопротивления изоляции НПК в процессе эксплуатации и прогнозирования остаточного ресурса кабелей.

Суть экспресс-метод представлена в виде блок-схемы, определяющей порядок проведения измерений сопротивления изоляции НПК в процессе эксплуатации непосредственно на кабеле, находящемся в скважине, и проведения необходимых расчетов для оценки остаточного ресурса.

Данный экспресс-метод предполагает мониторинг величины сопротивления изоляции НПК, пересчитанного на единицу длины, начиная с ее измерения в исходном состоянии (на стадии поставки), а затем непосредственно на работающем кабеле в процессе эксплуатации. Полученные результаты измерений заносятся в программу

(на основе пакета *Matchad*) и обрабатываются в соответствии с порядком, указанным в блок-схеме.

Экспресс метод оценки работоспособности электрической изоляции НПК



После измерений сопротивления изоляции в исходном состоянии (R_1), кабель опускают в скважину, включают насос, и по достижении установившейся температуры, в течение первых суток эксплуатации, вновь измеряют сопротивление изоляции (R_2). По результатам этих двух измерений рассчитывается среднее значение рабочей температуры кабеля по уравнению (7).

Затем через 300-400 часов работы вновь производят измерение сопротивления изоляции кабеля (R_3). По измеренным значениям сопротивлений (R_2) и (R_3) производят расчет коэффициента A (уравнение 6).

Определение остаточного ресурса изоляции НПК предполагает постоянный контроль за величиной ее сопротивления с интервалом примерно через 10-30 суток эксплуатации. Проведение этих испытаний позволит произвести расчет коэффициента (B) (уравнение 10), характеризующего скорость старения изоляции под воздействием пластовой жидкости и повышенной температуры.

На основе полученных опытных данных строится зависимость логарифма сопротивления изоляции НПК от времени старения в процессе эксплуатации $\lg R = \varphi(t)$. Имея информацию о величине критического значения сопротивления изоляции ($R_{кр}$), следует экстраполировать полученную экспериментальную зависимость до пересечения с горизонтальной прямой, характеризующей величину $R_{кр}$. По точке пересечения опытной кривой с уровнем $R_{кр}$ определяется срок службы (ресурс) кабеля.

Проведенные расчеты на основе экспресс-метода показали хорошее согласие с экспериментальными результатами. Следует отметить, что предложенная математическая модель учитывает также влияние защитного слоя, нанесенного на изоляцию, за счет увеличения постоянной скорости диффузии (τ). При использовании защитного слоя время жизни кабеля увеличивается.

Укажем, что для эффективного использования на практике экспресс-метод оценки остаточного ресурса нефтепогружных кабелей, необходимо систематически осуществлять мониторинг сопротивления кабелей в процессе эксплуатации. С увеличением статистики измерений будет неуклонно расти точность определения остаточного ресурса кабеля, что позволит своевременно производить замену отработанного изделия и предотвратить аварийные ситуации.

Заключение по работе:

– Установлено, что в процессе теплового старения нефтепогружных кабелей в среде скважной жидкости происходит набухание, ухудшение электрических и механических свойств изоляции. Это выражается, прежде всего, в значительном снижении величины удельного сопротивления.

- Для оценки ресурса нефтепогружных кабелей предлагается использовать величину удельного электрического сопротивления изоляции, измеренного в процессе эксплуатации.

- В рамках феноменологической модели деградации полимерной изоляции НПК получено уравнение, описывающая уменьшение электрического сопротивления изоляционного материала в процессе эксплуатации кабеля. и учитывающая температуру скважины и диффузию пластовой жидкости в объем изоляционного

материала. Уравнение положено в основу неразрушающего метода оценки ресурса нефтепогружных кабелей с полимерной изоляцией.

- Предложен экспресс-метод оценки остаточного ресурса НПК в процессе эксплуатации, позволяющий своевременно заменять кабели, находящиеся в критическом состоянии и предотвращать аварийные ситуации.

– Для увеличения ресурса кабелей рекомендуется использовать защитные слои поверх изоляции из алюминиевой фольги или из фторопластовой ленты.

– Предложено использовать в качестве изоляции нефтепогружных кабелей комбинированную изоляцию на основе блоксополимера СПЭ-02МК и СЭП с наложением поверх изоляции защитного слоя из фторопласта-4.

- На основе рекомендации работы были спроектированы и внедрены в производство в ЗАО «Сибкабель» новые конструкции нефтепогружных кабелей. Авторство этих нововведений подтверждено патентами.

Основные результаты диссертации опубликованы в следующих работах:

1. Фризен, А.Н., Петров А.В., Свойства изоляции нефтепогружных кабелей и возможность их прогнозирования в условиях эксплуатации, Кабели и провода, 2007, № 4.

2. Петров А.В., Фризен А.Н., Полтарыхина В.Н., Влияние старения в агрессивной среде на температурную зависимость электропроводности изоляции нефтепогружных кабелей.// Материалы всероссийской научной конференции молодых ученых «Наука, технологии, инновации» – Новосибирск, 2004, ч.2, с. 179-181.

3. Аникеев В.М., Петров А.В., Фризен А.Н., Электрические свойства изоляции нефтепогружных кабелей, Материалы международной научно-технической конференции «Электромеханические преобразователи энергии», Россия, Томск, 20-22 октября 2005 г., с. 399-400.

4. Фризен А.Н., Аникеев В.М., Баклыков А.С., Влияние защитных покрытий на электрические свойства изоляции нефтепогружных кабелей.// Материалы всероссийской научной конференции молодых ученых «Наука, технологии, инновации» – Новосибирск, 2004, ч.2, с. 195-196;

5. Аникеенко В.М., А.Н. Фризен, П.С. Еремин. Влияние температуры и пластовой жидкости на электрические характеристики изоляции из модифицированного полипропилена //Сборник трудов 9-й Всероссийской конференции «Материалы, технологии, конструкции, экономика» -Красноярск 2003 г. -С. 53-55.

6. Фризен А., Кочетков И.А., Бочкарева Л.Н., Свидетельство на полезную модель № 27434 «Электрический кабель для нефтепогружных насосов» г. Москва, 27 января 2003 г.

7. Фризен А.Н., Кочетков И.А., Бочкарева Л.Н., Руденко В.Н., Патент на полезную модель № 36153 «Электрический кабель для погружных электронасосов» от 10 сентября 2003 г.

8. Фризен А.Н., Петров А.В. Определение ресурса изоляции нефтепогружных кабелей. «Электромеханические преобразователи энергии», Россия, Томск, 2007г.