

в качестве дополнительных слоев для пленочных фотоэлектрически активных гетеросистем, что позволит обеспечить стабильность их параметров. На их основе могут быть получены иерархические наноструктуры, нанотрубки, пластинчатые и конусовидные наноструктурированные массивы, интерес к которым в последние годы стремительно растет благодаря уникальным электронным, оптическим и оптоэлектронным свойствам этих объектов. В частности, наноструктуры ZnO используются в конструкциях газовых датчиков, суперконденсаторов, твердотельных, гибридных и органических солнечных элементов, светоизлучающих диодов, инструментов для биохимического зондирования, ультрафиолетовых лазеров, высокопроизводительных наносенсоров, пьезоэлектрических наногенераторов, коротковолновых светоиспускающих оптоэлектронных наноустройств.

АСАБЛІВАСЦІ ПРАЕКТАВАННЯ КАНТРОЛЬНА-ВЫМЯРАЛЬНАЙ ДЫЯГНАСТЫЧНАЙ ПРЫЛАДЫ ДЛЯ ПАДЗЕМНЫХ МАГІСТРАЛЬНЫХ НАФТАПРАВОДАЎ

Ю. В. Крышнеў, Л. А. Захаранка, А. Я. Запольскі

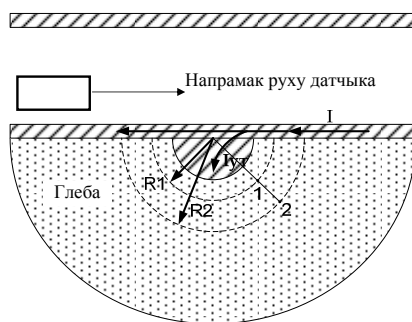
Установа адукацыі «Гомельскі дзяржаўны тэхнічны ўніверсітэт імя П. В. Сухого», Рэспубліка Беларусь

Разгледжаны інжынерна-тэхнічныя асаблівасці рэалізацыі ўнутрытрубнай кантрольна-вымяральнай дыягнастычнай прылады для кантролю цэласнасці ізаляцыйнага пакрыцця падземных магістральных нафтаправодаў.

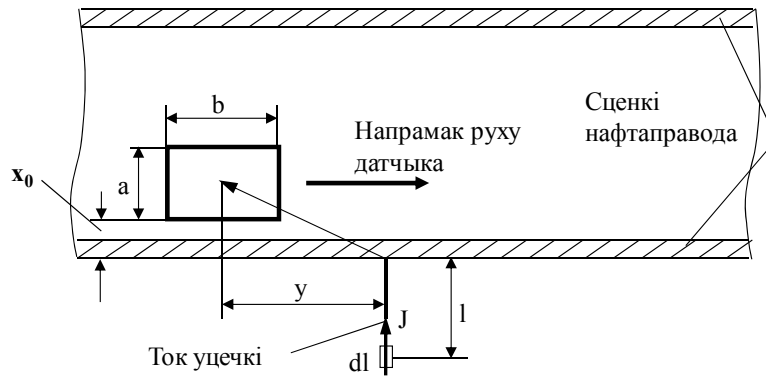
Ключавыя словы: кантроль якасці ізаляцыі знешняй паверхні нафтаправода, унутрытрубная кантрольна-вымяральная дыягнастычная прылада, ток уцечкі, магнітнае поле току ўцечкі, індукцыйны датчык, адыметрычны модуль, прафілемер.

Для папярэджання з'яўлення каразійных дэфектаў праз парушэнні ізаляцыі падземных нафтаправодаў быў распрацаваны метады бескантактавага (унутрытрубнага) кантролю якасці ізаляцыі трубаправода шляхам вымярэння магнітнага поля, створанага токам уцечкі, і ўзнікаючай неаднастайнасцю току трубы ў месцах пашкоджання ізаляцыі.

Метады прадугледжвае выкарыстанне пераменнага вымяральнага току, які генеруецца адмысловымі генератарамі. Парушэнне ізаляцыі размешчанага ў зямлі металічнага трубаправода прыводзіць да «расцяжання» току трубы ў зямлю. У выніку ток трубаправода робіцца неаднастайным. У адсутнасць неаднастайнасцы току магнітнае поле ўнутры трубаправода, роўнае нулю, неаднастайнасць току прыводзіць да з'яўлення магнітнага поля [1].



Мал. 1. Стварэнне магнітнага поля токам уцечкі



Мал. 2. Да разліку ЭРС, якая вымяраецца датчыкам току ўцечкі

Пры ўмове, што вымяральны ток мае гарманічны характар:

$$I(l) = I_0 e^{j\omega t},$$

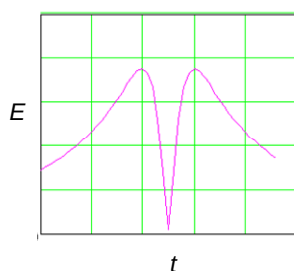
паводле закона Біа-Савара-Лапласа, індукцыя магнітнага поля ў месцы пашкоджання знешняга ізаляцыйнага пакрыцця ад элемента току ўцечкі даўжыні dl (мал. 2), вызначаецца аналітычна як

$$dB_z(x, y) = \frac{\mu_0 \cdot I(l) \cdot dl \cdot y}{4\pi \cdot \left[\sqrt{(x-l)^2 + y^2} \right]^3}.$$

Электрарухальная сіла (ЭРС), якая наводзіцца на індукцыйным датчыку:

$$\begin{aligned} E &= -NI_0 \frac{\partial}{\partial t} e^{j\omega t} \int_{-L}^0 \int_{x_0}^{x_0+a} \int_{y_m-\frac{b}{2}}^{y_m+\frac{b}{2}} dy dx dB_z = \\ &= \frac{N\mu_0 I_0}{4\pi} \frac{\partial}{\partial t} e^{j\omega t} \int_{-L}^0 dl \int_{x_0}^{x_0+a} \left(\frac{1}{\sqrt{(x-l)^2 + \left(y_m + \frac{b}{2}\right)^2}} - \frac{1}{\sqrt{(x-l)^2 + \left(y_m - \frac{b}{2}\right)^2}} \right) dx = \\ &= \frac{N\mu_0 I_0}{4\pi} \frac{\partial}{\partial t} e^{j\omega t} \cdot \int_{-L}^0 \left[\ln \left| \frac{x_0+a-l + \sqrt{(x_0+a-l)^2 + \left(y_m + \frac{b}{2}\right)^2}}{x_0-l + \sqrt{(x_0-l)^2 + \left(y_m + \frac{b}{2}\right)^2}} \right| - \ln \left| \frac{x_0+a-l + \sqrt{(x_0+a-l)^2 + \left(y_m - \frac{b}{2}\right)^2}}{x_0-l + \sqrt{(x_0-l)^2 + \left(y_m - \frac{b}{2}\right)^2}} \right| \right] dl. \end{aligned}$$

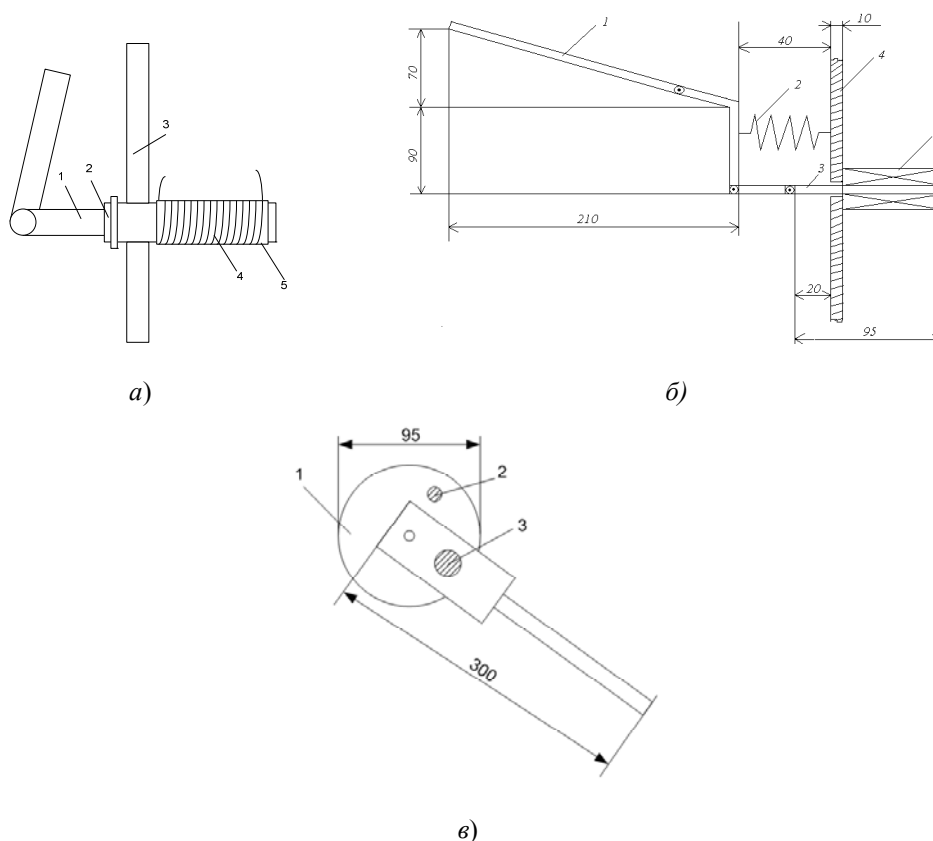
Залежнасць ЭРС ад часу на ўваходзе датчыка, усталяванага на ўнутрытрубнай кантрольна-вымяральнай дыягнастычнай прыладзе (КВДП), якая рухаецца за кошт энергіі транспартаванай нафты, паказана на мал. 3.



Мал. 3. Залежність сигналу на виході індукційного датчика від часу при русі внутрішньої контрольної діагностичної пристрої через місце порушення ізоляційного покриття нафтопроводу

При цьому функцію ЕРС з максимумами при проходженні центральної частки датчика па-над місцем току щечки можна атримати за кошт використання двох шпильок індуктивності з сустрінним уключенням (диференціальна виміральною схема уключення датчика) [2].

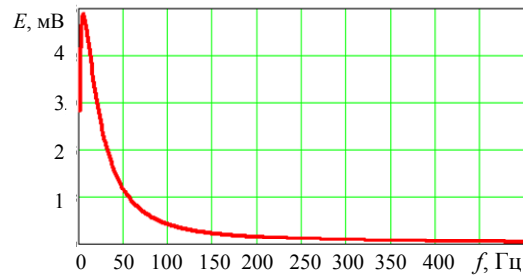
Розраховані конструкції датчика току щечки праз пашкодження ізоляційного покриття, а таксама датчика унутрішнього рельєфу труби (профіломера) і пройденої адлегласці (адометра) показані на мал. 4.



Мал. 4. Конструкції датчика КВДП:

а – датчик току щечки: 1 – рухомы стрыжань; 2 – каркас з нефермагнітнага металу; 3 – корпус КВДП; 4 – віткі шпіль індуктыўнасці; 5 – дыэлектрычная праслойка; б – прафілемер: 1 – рычаг; 2 – спружына; 3 – стрыжань; 4 – корпус КВДП; 5 – шпіль індуктыўнасці; в – адомер: 1 – кола; 2 – магніт; 3 – шпіль індуктыўнасці

Выбор оптимальной частоты генератора вымываемого тока адекватно выбран с комплексным учетом характеристик частотных зависимостей: 1) коэффициента прохождения сигнала через стенку трубы; 2) величины магнитной проницаемости конструкционного материала (стали); 3) амплитуды сигнала на выходе индукционного датчика; 4) скорости движения диагностической аппаратуры [1–3]. Суммарное влияние характеристик на величину ЭРС адаптируется мал. 5.



Мал. 5. Зависимость сигнала на выходе датчика от частоты генератора

Внешний вид КВДП с всеми датчиками (3 канала датчика тока утечки, 3 канала профиломера, 2 канала адометра) после монтажа на внутритрубный транспортный объект показаны на мал. 6.



Мал. 6. Внешний вид КВДП

Літaратуpа

1. The monitoring and control system of the intrapipe sealer / Yu. Kryshneu, L. Zakharanka, E. Vinagradau [et al.] // ITELMS'2010. – Materials of 5th International Conference Intelligent Technologies in Logistics and Mechatronics Systems June 3–4, 2010, Panevezys, Lithuania. – P. 64–70.
2. Метод диагностики мест повреждения трубопровода / Ю. В. Крышнев, Н. И. Вяхирев, Л. А. Захаренко [и др.] // Материалы, технологии и оборудование в производстве, эксплуатации, ремонте и модернизации машин : сб. науч. тр. VII Междунар. науч.-техн. конф. В 3 т. Т. 3 / под общ. ред. П. А. Витязя, С. А. Астапчика. – Новополюк : ПГУ, 2009. – С. 89–93.

3. Даследаванне праходжання сігнала праз сценку нафтаправода для сістэмы кіравання ўнутрытрубным герметызатарам / М. І. Вяхіраў, Ю. В. Крышнёў, А. А. Наумук [и др.] // Вестник Гомельского государственного технического университета имени П. О. Сухого. – 2015. – № 2 (61). – С. 80–87.

СОВРЕМЕННЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ДОБЫЧИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ С ПРИМЕНЕНИЕМ ЦИФРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

Н. В. Бочаров, В. М. Ткачев

*Учреждение образования «Гомельский государственный технический
университет имени П. О. Сухого», Республика Беларусь*

Статья представляет результаты применения современных цифровых решений для повышения эффективности нефтедобычи на месторождениях Припятского прогиба. Разработана цифровая модель мониторинга строительства скважин, базирующаяся на автоматизированном определении операций и расчете ключевых показателей эффективности, что позволяет выявлять скрытое непроизводительное время и сокращать цикл строительства скважин. Интеграция методов искусственного интеллекта и машинного обучения обеспечивает точное прогнозирование аварийных ситуаций, повышая безопасность буровых работ. Также предложена методика создания цифрового двойника керна на основе КТ-изображений и испытаний неразрушающим методом индентирования, позволяющая моделировать напряженно-деформированное состояние образцов и оценивать их эффективные свойства. Полученные результаты подчеркивают значимость интеграции цифровых решений для устойчивой и безопасной эксплуатации нефтяных и газовых месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, где требуется максимальное увеличение рентабельности добычи.

Ключевые слова: трудноизвлекаемые запасы (ТРИЗ) нефти, цифровое бурение, цифровой керн, повышение эффективности добычи нефти.

Введение. В развитии нефтедобычи в пределах Припятского прогиба, как и в иных регионах мира, прослеживается эволюционный путь – от обнаружения месторождений и достижения пиковых уровней добычи до снижения отбора нефти на фоне роста обводненности продукции. Так, первый этап освоения этой территории, характеризующийся открытием и введением в эксплуатацию новых, наиболее крупных месторождений, пришелся на период 1965–1974 гг. В завершение этого этапа годовая добыча достигала 8,0 млн т, при этом 96 % производства обеспечивали три крупнейших месторождения – Речицкое, Осташковичское и Вишанское.

Второй этап, отмеченный стабильными показателями добычи, продолжался всего 1,5 года. Уже к 1976 г. по этим трем основным месторождениям были пройдены максимальные уровни добычи нефти, а новые месторождения, находившиеся на стадии пробной эксплуатации, не смогли компенсировать спад добычи.

Третий этап – период снижения добычи – охватывал 1976–1983 гг., когда годовая выработка нефти сократилась до 2,1 млн т. На сегодняшний день регион переживает заключительную стадию – неуклонное уменьшение уровней добычи, что в последние 20 лет стабилизировалось на отметке 1,6–1,8 млн т. При этом совершенствование систем разработки зрелых месторождений, бурение новых эксплуатационных скважин и внедрение современных технологий, таких как гидроразрыв пласта, разнообразные методы повышения нефтеотдачи пластов (ПНП), а также бурение горизонтальных и разветвленных скважин, позволили добиться данной стабильности.