



4. Глинский В.В., Ионин В.Г. Статистический анализ. – М.: ИНФРА-М, 2017. – 355 с.

5. Мокшин В.В., Кирпичников А.П., Тутубалин П.И., Спиридонов Г.В. Алгоритм формирования маршрута буровой бригады // Вестник Технологического университета. 2018. Т. 21. № 2. С. 169-175.

А.В. Суслов, Е.Е. Ярославкина

АКУСТИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ ОТЛОЖЕНИЕ ПАРАФИНА НА ВНУТРЕННИХ СТЕНКАХ ТРУБОПРОВОДОВ

(Самарский государственный технический университет)

Процессы добычи и транспортировки нефти и нефтепродуктов осложнены рядом проблем: образование нефтяных эмульсий, парафиновых отложений, неорганических солей, наличием в нефти различных механических примесей и коррозионные разрушения. [1]. Одной из наиболее распространенных проблем является отложение парафина на внутренних стенках трубопроводов и технологического оборудования. Данная проблема появилась более 100 лет назад, однако до сих пор остается актуальной [2].

Распространенным и очевидным последствием образования АСПО является уменьшение проходного сечения трубопровода. Это приводит к выводу оборудования из оптимального режима работы (снижение пропускной способности, возрастание давления в голове трубопровода) и, как следствие, к экономическим потерям и сокращению межремонтных периодов [3, 4]. Отложения парафинов на дне резервуаров за 3–5 лет могут достигать 1,5–2,0 метра, что существенно уменьшает объем самих резервуаров [5]. Помимо трубопроводов и емкостей для хранения нефтепродуктов, отложения АСПО снижают эффективность работы насосов и другого технологического оборудования, а также являются причинами их поломок [6].

Ежегодно страны тратят большие средства на очистку трубопроводов от парафиновых отложений. Для планирования и своевременного проведения очистных мероприятий необходима информация о текущей толщине парафиновых отложений [7-9]. Правильное планирование приведет не только к экономии ресурсов, но и предотвратит аварийные ситуации, вызванные отложениями парафина.

Для определения толщины отложений на настоящий момент предложено множество решений, как прямые, путем введения в трубопровод прибора, работающего по принципу прямого измерения [10], так и косвенные методы, использующие различные физические явления. «Большие» отложения можно обнаружить по снижению показателей работы оборудования. Проблема заключается в измерении отложений произвольной толщины. Одним из самых распространенных методов является метод, основанный на падении давления [11, 12]. Также существует множество решений основанных на теплопроводности и



теплопередаче [13, 14]. Есть количественная оценка осажденного парафина по уровню вытесненной жидкости (LD-LD) [4, 12]. Перспективным является направление измерения толщины с применением ионизирующего излучения [15-17]. Методы на ионизирующем излучении являются достаточно точными и бесконтактными, что выступает преимуществом. Однако, поскольку для реализации методов используется радиация, они являются дорогими, требуют особых условий реализации и данные методы опасны для здоровья, необходимо соблюдать правила радиационной безопасности.

Анализ существующих методов контроля показал, что для выполнения поставленных задач подойдут акустические методы неразрушающего контроля.

Заключение

Акустические методы контроля имеют ряд преимуществ перед другими методами. Они могут быть реализованы при одностороннем доступе и не нарушают целостность объекта контроля.

Проведенные экспериментальные исследования показывают, что традиционные ультразвуковые методы неразрушающего контроля, использующие направленное излучение, имеют ряд ограничений, затрудняющих их применение. Можно выделить два главных препятствия – это большое затухание и неизвестная скорость акустических волн в отложениях. Затухание не дает применять ультразвук на больших толщинах отложений, а не знание скорости (из-за неизвестного состава отложений) не дает рассчитать пройденный путь акустической волны.

Подтвержденная по результатам экспериментов и компьютерного моделирования зависимость колебаний локального участка объекта исследования от толщины отложений может быть положена в основу метода измерения толщины отложений на внутренних стенках трубопроводов. Зависимость является обратно пропорциональной и с ростом отложений резонансная частота колебаний объекта контроля уменьшается.

Данная зависимость требует дальнейшего изучения для выявления дополнительных параметров и разработки надежной математической модели.

Литература

1. Осложнения в нефтедобыче / Ибрагимов Н.Г., Хафизов А.Р., Шайдаков В.В. и др.; Под ред. Ибрагимова Н.Г., Ишемгужина Е.И. – Уфа: ООО «Издательство научно-технической литературы “Монография”», 2003. – 302 с.
2. Application of ultrasound for the destruction of resin-paraffin deposits in pipeline transport of oil / Herbert Hofstatter // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья, 2014. – №3. – С. 6-9.
3. Количественная диагностика и удаление асфальтосмолопарафиновых отложений в скважинах и нефтесборных трубопроводах / Денисламов И.З., Мусин И.И., Якупов Р.Р., Ситдииков И.А. // Нефтегазовое дело. – 2019. – №1. – С. 41–49.
4. Prediction for wax deposition in oil pipelines validated by field pigging / Wenda Wang, Qiyu Huang // Journal of the Energy Institute, 2014. – С. 196-207.



5. Маркин А.Н., Низамов Р.Э., Суховерхов С.В. Нефтепромысловая химия: практическое руководство. – Владивосток: Дальнаука, 2011. – 288 с.
6. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. – ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 653 с.
7. Фетисов В.С., Табет Н.К.А. Проблемы измерений толщины отложений асфальтопарафиновых отложений в нефтепроводах и пути их решения // Электротехнические и информационные комплексы и системы. – 2018. - №1, т.14. – С. 55-60.
8. Mojtaba Askari, Ali Taheri, Javad Kochakpour, Mohammad Taghan Sasanpour. An intelligent gamma-ray technique for determining wax thickness in pipelines. *Applied Radiation and Isotopes* 172 (2021). 6 p.
9. Juhyun Kim, Sunlee Han, Youngjin Seo, Bryan Moon, Youngsoo Lee. The development of an AI-based model to predict the location and amount of wax in oil pipelines. *Journal of Petroleum Science and Engineering* 209 (2022). – 12 p.
10. Прямые и косвенные методы определения количества парафинотолложений в нефтепроводе / Валеев А.Р. Гирфанова Д.Ю. // Нефтегазовое дело. – 2013. – Том 11, №4. – С.110-114.
11. Preventing and removing wax deposition inside vertical wells: a review / A. L. Sousa, H. A. Matos, L. P. Guerreiro // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2019. – №.9. – С. 2091-2107.
12. Experimental Methodology Followed to Evaluate Wax Deposition Process / Theyab M.A. // *Journal of Petroleum & oJ Environmental Biotechnology*, 2018 - 9:1.
13. Табет Н.К.А. Система автоматического контроля толщины парафиновых отложений в нефтепроводах на основе модифицированного теплового метода измерения: автореф. дис. на соискание ученой степени кандидата технических наук 02.10.2020. / Табет Наиф Кайед Абдулла. – Уфа, 2020. – 20 с.
14. Wax Thickness and Distribution Monitoring Inside Petroleum Pipes Based on External Temperature Measurements / Shumpei Ito, Yoshiaki Tanaka, Tatsuya Hazuku, Tomonori Ihara, Motoaki Morita, and Ivor Forsdyke // *ACS Omega*, 2021. – № 6. – С. 5310–5317.
15. Бесконтактная система измерения толщины парафинистых отложений нефти в погружном оборудовании и нефтепроводах / Коптева А.В., Коптев В.Ю. // *Экспозиция Нефть Газ*. – 2018. – Май 3. – С.62-64.
16. Samir Abdul-Majid. Determination of wax deposition and corrosion in pipelines by neutron back diffusion collimation and neutron capture gamma rays. *Applied Radiation and Isotopes* 74 (2013) P: 102–108.
17. Mojtaba Askari, Ali Taheri, Javad Kochakpour, Mohammad Taghan Sasanpour. An intelligent gamma-ray technique for determining wax thickness in pipelines. *Applied Radiation and Isotopes* 172 (2021). 6 p.