

**ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ
МІНІСТЕРСТВО НАУКИ І ОСВІТИ УКРАЇНИ**

Кваліфікаційна наукова праця
на правах рукопису

ЯЦИШИН ТЕОДОЗІЯ МИХАЙЛІВНА

УДК 502.17:622.32

**ДИСЕРТАЦІЯ
РОЗРОБЛЕННЯ НАУКОВИХ ОСНОВ ЗАПОБІГАННЯ РОЗВИТКУ
ЕКОЛОГІЧНО-НЕБЕЗПЕЧНИХ ПРОЦЕСІВ
НАФТОГАЗОВИДОБУВНИМИ ОБ'ЄКТАМИ**

21.06.01 – екологічна безпека

Подається на здобуття наукового ступеня доктора технічних наук
Дисертація містить результати власних досліджень. Використання ідей,
результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело

_____ Т.М. Яцишин

Науковий консультант:

Шкіца Леся Євстахіївна
доктор технічних наук, професор

Івано-Франківськ – 2021

АНОТАЦІЯ

Яцишин Т.М. Розроблення наукових основ запобігання розвитку екологічно-небезпечних процесів нафтогазовидобувними об'єктами. - Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня доктора технічних наук за спеціальністю 21.06.01 «Екологічна безпека». – Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Івано-Франківськ, 2021. Спеціалізована вчена рада Д 20.052.05.

Дисертаційну роботу присвячено розробленню системи запобігання екологічно-небезпечних процесів на етапах життєвого циклу нафтогазових свердловин шляхом визначення переліку впливових факторів, вибору методів і засобів їх контролю та регулювання інтенсивності розповсюдження поліутантів при регламентованих виробничих умовах, а також розроблення засобів прийняття управлінських рішень під час появи екстремальних ситуацій. Багатофакторність впливу з точки зору екологічної безпеки є однією з пріоритетних ідей даної дисертаційної роботи.

На основі проведених досліджень розроблені нові еко-ефективні технології та система прогнозування для безпечного управління природоохоронною діяльністю об'єктів нафтогазового комплексу. Наведено нові методичні підходи, технічні та технологічні рішення, впровадження яких дозволить підвищити рівень екологічної безпеки нафтогазової галузі.

Розроблено інноваційну концепцію нафтогазового підприємства для підвищення рівня екологічної безпеки, яка передбачає профілактичні заходи, моніторинг та оцінку життєвого циклу. Наведені фактори потенційного ризику на етапах життєвого циклу нафтогазової свердловини дозволили здійснити вибір критеріїв системи управління екологічними ризиками для запобігання виникнення небажаних наслідків на досліджуваних об'єктах. Проведено моніторинг найбільш поширених об'єктів нафтогазового комплексу – нафтогазових свердловин на різних стадіях життєвого циклу та збір даних для проведення оцінки життєвого циклу нафтогазових свердловин. Таким чином

встановлено, що на етапі буріння спостерігається найбільша потужність горизонтів вхідних потоків. На етапах підготовки майданчика, монтажу та демонтажу спостерігається висока інтенсивність транспортування та залучення автоспецтехніки. Етап експлуатації виражений середніми значеннями потужності вхідних потоків, але його тривалість становить близько 85 % і більше від загальної тривалості життєвого циклу нафтогазової свердловини. Етап буріння за різноманітністю та потужністю горизонтів вихідних потоків є найбільшим, однак його тривалість становить лише 2 %.

Розроблено математичну модель розсіювання забруднюючих домішок в атмосферному повітрі та вдосконалено математичну модель розтікання нафти по земній поверхні при фонтануванні нафтової свердловини, які на відміну від існуючих, враховують всі основні фактори впливу на даний процес. Розроблено програмно-моделюючий комплекс вирішення задач попередження надзвичайних ситуацій, пов'язаних із забрудненням довкілля при відкритому фонтануванні газових та нафтових свердловин.

Запропоновано стратегію зменшення забруднення довкілля впродовж життєвого циклу нафтогазових свердловин, яка базується на принципах стійкого розвитку, еко-ефективності та постійного вдосконалення.

Представлено модель устаткування (деталей) з факторами, що формують їх еко-ефективність. Розроблено методику визначення екологічної досконалості нафтогазового устаткування, яка дозволяє серед однотипних взірців устаткування вибрати найбільш екологічно досконалий. Основою методики є вибір критеріїв, характерних для обраного устаткування та порівняння їх показників на визначальних етапах життєвого циклу взірця (виготовлення, експлуатація, утилізація).

Сформована модель управління екологічною безпекою нафтогазової свердловини, яка включає наступні блоки: інформаційний, моніторинговий, прогнозний, вибору методів скорочення впливу на довкілля, реалізації еко-ефективних технічних та технологічних рішень і принципів «Lifelong learning», оцінювання та контролю, оптимізаційного, яка функціонує за принципом спіралі

постійного вдосконалення. Запропоновано низку технічних рішень устаткування на різних етапах життєвого циклу нафтогазових свердловин, на які отримано патенти України та запропоновано ряд рекомендацій для запобігання екологічно-небезпечних ефектів.

Одержані результати дисертаційного дослідження дозволяють вирішити важливу науково-прикладну проблему запобігання розвитку екологічно-небезпечних процесів на об'єктах нафтогазовидобутку.

Ключові слова: нафтогазова промисловість, нафтогазова свердловина, екологічна безпека, екологічний менеджмент, оцінка життєвого циклу, еко-ефективність

Список публікацій здобувача

Колективні монографії:

1. Екологічна безпека нафтогазового комплексу у західному регіоні Колективна монографія /О. М. Адаменко, Т. М. Яцишин та ін.; за ред. проф. Я. О. Адаменка. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2017. 384 с.
2. Теоретичні та прикладні основи економічного, екологічного та технологічного функціонування об'єктів енергетики / В. О. Артемчук, Т. Р. Білан, І. В. Блінов, Т. М. Яцишин та ін.; за ред. А. О. Запорожця, Т. Р. Білан. Київ, 2017. 312 с.
3. Innovative development of resource-saving technologies for mining. Shkitsa L., Yatsyshyn T., Liakh M. ets. Multi-authored monograph. Sofia: Publishing House "St.Ivan Rilski", 2018. 439 p.

Публікації у фахових виданнях:

4. Шкіца Л.Є. Яцишин Т.М. Підвищення рівня екологічної безпеки насосно-циркуляційної системи бурової установки. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2014. №.3(52). С. 7-16.
5. Яцишин Т.М., Глібовицька Н.І. Вплив нафтогазовидобутку на довкілля і перспективи фітоіндикації та фіторемедитації техногенно трансформованих

- територій. *Екологічна безпека та збалансоване ресурсокористування*. 2016. №1(13). С. 22-29.
6. Орфанова М.Мик., Орфанова М.Мих., Яцишин Т.М., Рибак О.І. Інноваційні технології у формуванні трирівневої екологічної освіти. *Вісник Харківського національного університету імені В.Н. Каразіна. Серія «Екологія»*. 2016 №14. С. 98-101.
 7. Добровольський І.В, Лях М.М., Федоляк Н.В, Яцишин Т.М. Дослідження технічних показників устаткування для гідроабразивного відрізання обладнання з фонтануючої свердловини. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2017. №1(62). С. 7-16.
 8. Яцишин Т.М. Аналіз впливу аварійних ситуацій на навколишнє середовище при бурінні нафтогазових свердловин. *Моделювання та інформаційні технології*. 2017. Випуск 78. С. 81-87.
 9. Яцишин Т.М. Аналітичний огляд методів оцінки забруднення атмосферного повітря на нафтогазових свердловинах. *Моделювання та інформаційні технології*. 2017. Випуск 80. С. 61-70.
 10. Шкіца Л.Є., Яцишин Т.М., Сидоренко О.І Методи покращення якості атмосферного повітря під час буріння нафтогазових свердловин. *Нафтогазова галузь України*. 2017. №5. С. 42-45.
 11. Яцишин. Т.М. Аналіз рівня екологічної безпеки свердловин, що виведені з експлуатації. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2017. №4(65). С. 26-33.
 12. Яцишин Т.М. Вибір математичних закономірностей для визначення основних параметрів випромінювання полум'я аварійного газового факелу. *Моделювання та інформаційні технології*. 2018. Випуск 82. С. 64-73.
URL: http://nbuv.gov.ua/UJRN/Mtit_2018_82_11
 13. Яцишин Т.М. Вибір критеріїв системи управління екологічними ризиками під час спорудження нафтогазових свердловин. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2018. № 2 (67). С. 31-40.

14. Яцишин Т.М. Аналіз впливу на довкілля життєвого циклу нафтогазової свердловини. *Моделювання та інформаційні технології*. 2017. Вип. 81. С. 24-31.
15. Артемчук В.О., Каменева І.П., Яцишин А.В., Яцишин Т.М. Методичні та інформаційні засоби аналізу екологічних ризиків на основі даних моніторингу. *Моделювання та інформаційні технології*. 2018. Випуск 83. С. 48-62.
16. Яцишин Т.М. Визначення методу дослідження багатофакторних систем на прикладі розливів флюїдів при нафтогазовидобутку. *Моделювання та інформаційні технології: зб. наук. пр. Ін-ту проблем моделювання в енергетиці ім. Г.Є. Пухова НАН України*. 2018. Випуск 83. С. 27-39.
17. Артемчук В.О., Попов О.О., Яцишин А.В., Кириленко Ю.О., Яцишин Т.М. Перспективи розробки математичних та програмних засобів перевірки екологічної ефективності прийняття управлінських рішень. *Моделювання та інформаційні технології: зб. наук. пр. Ін-ту проблем моделювання в енергетиці ім. Г.Є. Пухова НАН України*. 2018. Випуск 85. С. 75-80.
18. Яцишин Т.М. Оцінка життєвого циклу як інструмент екоефективності нафтогазовидобувних об'єктів. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2019. № 3 (72). С. 83-92.

Публікації у виданнях, що входять до науково-метричної бази SCOPUS

19. Shkitsa L., Yatsyshyn T., Lyakh M., Sydorenko O. Means of atmospheric air pollution reduction during drilling wells. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*. Volume 144. Issue 1. P. 012009 (2016).
20. Biletskyi, V., Molchanov, P., Sokur, M., Gayko, G., Savyk, V., Orlovskyy, V., Liakh, M., Yatsyshyn, T., Fursa, R. Research into the process of preparation of Ukrainian coal by the oil aggregation method. *Eastern European Journal of Enterprise Technologies*. 2017. № 3/5 (87), P. 45-53.
URL:<http://journals.uran.ua/eejet/article/viewFile/104123/100830>

21. Popov O., Iatsyshyn A., Kovach V., Artemchuk V., Taraduda D., Sobyna V., Sokolov D., Dement M., Yatsyshyn T. Conceptual Approaches for Development of Informational and Analytical Expert System for Assessing the NPP impact on the Environment. *Nuclear and Radiation Safety*. 2018. № 3(79). P. 56–65. DOI:10.32918/nrs.2018.3(79).09
22. Yatsyshyn T., Mykhailiuk Y., Liakh M., Mykhailiuk I., Savyk V., Dobrovolskyi I. Establishing the dependence of pollutant concentration on operational conditions at facilities of an oil-and-gas complex. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies. Ecology*. 2018 № 2/10 (92). P. 56-63. URL:<http://journals.uran.ua/eejet/article/view/126624/124846>
23. Skitsa L., Yatsyshyn T., Liakh M., Sydorenko O. Ways of increasing the safety of pumping-circulatory system of the drilling rig. *Mining of Mineral Deposits*. 2018. Volume 12. Issue 3. P. 71-79. URL:http://mining.in.ua/2018vol12_3_9.html
24. Popov O., Iatsyshyn A., Kovach V., Artemchuk V., Taraduda D., Sobyna V., Sokolov D., Dement M., Hurkovskyi V., Nikolaiev K., Yatsyshyn T., Dimitriieva D. Physical Features of Pollutants Spread in the Air During the Emergency at NPPs. *Nuclear and Radiation Safety*. 2019. № 4(84). P. 88-98. DOI:10.32918/nrs.2019.4(84).11
25. Popov O., Iatsyshyn A., Kovach V., Artemchuk V., Taraduda D., Sobyna V., Sokolov D., Dement M., Yatsyshyn T., Matvieieva I.: Analysis of Possible Causes of NPP Emergencies to Minimize Risk of Their Occurrence. *Nuclear and Radiation Safety* 2019. №1(81), P. 75-80. DOI:10.32918/nrs.2019.1(81).13.
26. Yatsyshyn T., Shkitsa L., Popov O., Liakh M. Development of mathematical models of gas leakage and its propagation in atmospheric air at an emergency gas well gushing. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies ECOLOGY*. 2019. Vol 5, № 10 (101). P. 49-59. DOI: <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2019.179097> <http://journals.uran.ua/eejet/article/view/179097>
27. Popov O., Iatsyshyn A., Kovach V., Artemchuk V., Kameneva I., Taraduda D., Sobyna V., Sokolov D., Dement M., Yatsyshyn T. Risk Assessment for the Population of Kyiv, Ukraine as a Result of Atmospheric Air Pollution. *Journal of*

Health & Pollution. 2020. Vol. 10. №25. P. 1-11.
 URL:<https://www.journalhealthpollution.org/doi/full/10.5696/2156-9614-10.25.200303>

28. Shkitsa L., Yatsyshyn T., Lyakh M., Sydorenko O. Innovative approaches to the formation of environmental safety at the objects of oil and gas production. *Materials Science and Engineering: IOP Conf. Series.* 2020. №749 012009 IOP Publishing doi:10.1088/1757-899X/749/1/0120092019

Патенти на винахід:

29. Пристрій для очищення свердловинного інструменту. пат. 108717 Україна: МПК E21B 37/02(2006.01) B08B 9/023 (2006.01). заявл.02.06.214; опубл.25.05.2015, Бюл. № 10. 5с.

Патенти на корисну модель:

30. Насосно-циркуляційна система бурової установки. пат. 123713 Україна заявка № u 2017 07840; від 12.03.2018. Опубл. 12.03.2018, Бюл. №5.
 31. Штанговий магнітний дефектоскоп пат. 138764 Україна заявка № u 2019 05340; від 20.05.2019. Опубл. 10.12.2019, Бюл. №23.

Наукові праці, які засвідчують апробацію матеріалів дисертації

- 32.Лях М.М., Яцишин Т.М., Федоляк Н.Ф., Вакалюк В.М. Аналіз технічного рівня обладнання для сепарації бурового розчину та напрямки його модернізації. *Нафтогазова освіта та наука: стан та перспективи: Матеріали міжнародної науково-технічної конференції.* Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2014. С.159-161.
 33. Шкіца Л.Є., Яцишин Т.М. Дослідження процесів забруднення атмосферного повітря на прикладі території бурової установки. *Нафта і газ. Наука-освіта – виробництво: шляхи інтеграції та інноваційного розвитку: Матеріали*

- всеукраїнської науково-технічної конференції, 8 – 9 травня 2015. Дрогобич, 2015. С. 52-55.
34. Яцишин Т.М., Попов О.О., Артемчук В.О. Розробка математичних засобів для вирішення задач екологічного моніторингу техногенних джерел забруднення. Стратегія качества в промышленности и образовании: Материалы XI международной конференции, 1-5 июня 2015. Варна, Болгария. С. 430-435.
35. Яцишин Т.М. Моніторинг джерел забруднення атмосферного повітря території бурової установки. Нафтогазова енергетика 2015: Матеріали IV міжнародної науково-технічної конференції, 21-24 квітня 2015р. Івано-Франківськ. С. 73-76.
36. Shkitsa L., Yatsyshyn T., Lyakh M. Means of atmospheric air pollution reduction during drilling wells. Innovative ideas in science. Baia Mare, 12-13 November. Romania: technical university of Cluj-Napoca, 2015 <http://conf.cunbm.utcluj.ro/index.php/iis/iis2015>
37. Лях М.М., Яцишин Т.М., Федоляк Н.Ф., Ващаєв О.В. Вплив якості діагностування нафтогазового обладнання на екобезпеку та якісні показники технологічних процесів. Методи і засоби діагностики в техніці та соціумі (МіЗД ТС-2015). Збірник матеріалів V (XXIX) міжнародної міжвузівської школи-семінару: Івано-Франківськ, 2015. С. 59-64.
38. Орфанова М.Мих., Яцишин Т.М. Екологізація освітнього процесу. Формування стратегії поводження з відходами в умовах децентралізації влади: проблеми та перспективи реалізації на рівні місцевих громад: збірка матеріалів Національного форуму «Поводження з відходами в Україні: законодавство, економіка, технології», 10-11 листопада 2015, Київ. С.147-149.
39. Лях М.М., Шкіца Л.Є., Федоляк Н.В., Яцишин Т.М. Результати досліджень віброцит бурових установок. Машины, обладнання і матеріали для нарощування вітчизняного видобутку та диверсифікації постачання нафти і газу: Матеріали міжнародної науково-технічної конференції. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2016. С.131-135.

40. Яцишин Т.М., Рейті О.О. Природоохоронні технології нафтогазового комплексу. Екологічна безпека держави: тези доповідей X Всеукраїнської науково-практичної конференції молодих вчених та студентів, 21 квітня 2016 р., Київ: Національний авіаційний університет, 2016. С. 81-82.
41. Яцишин Т.М., Орфанова М.М. Формування кваліфікованих науково-педагогічних працівників в умовах новітньої моделі освіти. Сучасний викладач у студентоцентричній моделі освітнього процесу університету: матеріали науково-практичного семінару 3-4 березня 2016 р., ДВНЗ «Прикарпатський національний університет імені В. Стефаника». Івано-Франківськ: ТОВ «ВГЦ Просвіта». 2016. С. 80-82.
42. Dmytriv A.P., Tymchuk Y.M., research supervisor: Т.М. Yatsyshyn Environmental education as the element of ecological safety in the state. Перспективи розвитку професійно спрямованих мовних компетенцій в сучасній науці: Міжнародна науково-практична студентська конференції, 13 квітня 2016 року, Житомир. С 22-23.
43. Добровольський І.В., Лях М.М., Саманів Л.В., Яцишин Т.М. Проблеми ліквідації відкритого нафтогазового фонтану. Актуальні задачі сучасних технологій. Збірник тез доповідей. Том II. V Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених та студентів. 17-18 листопада 2016. Тернопіль, /М-во освіти і науки України, Терн. націон. техн. ун-т ім.І. Пулюя [та ін]. Тернопіль: ТНТУ, 2016. С. 391-392.
44. Яцишин Т.М. Екологічно безпечні технології та обладнання для спорудження нафтогазових свердловин. Екогеофорум - 2017. Актуальні проблеми та інновації: Матеріали Міжнародної науково-практичної конференції, 22-25 березня 2017р. Івано-Франківськ.
45. Лях М.М., Добровольський І.В., Яцишин Т.М. Вибір та удосконалення обладнання для ліквідації відкритих нафтогазових фонтанів. Нафтогазова енергетика 2017: VI Матеріали міжнародної науково-технічної конференції, Івано-Франківськ. 2017. С.181-184.

46. Шкіца Л.Є., Яцишин Т.М. Оптимізація природоохоронних заходів на окремих об'єктах нафтогазового комплексу. Проблеми екологічної безпеки: Збірник тез XV міжнародної науково-технічної конференції, Кременчук, 2017. С.106.
47. Шкіца Л.Є., Яцишин Т.М., Сидоренко О.І. Вдосконалення нафтогазовидобувного обладнання для підвищення екологічної безпеки галузі. Інноваційний розвиток гірничодобувної галузі: Матеріали II міжнародної науково-технічної інтернет конференції. 2017. С. 273-274.
48. Орфанова М., Яцишин Т., Смікал І., Рибак О. Інтеграція екологічної складової в систему освіти. Екогеофорум - 2017. Актуальні проблеми та інновації: Матеріали Міжнародної науково-практичної конференції, 22-25 березня 2017, Івано-Франківськ. С. 378-379.
49. Орфанова М., Яцишин Т. Вторинні ресурси Івано-Франківської області Екогеофорум - 2017. Актуальні проблеми та інновації: Матеріали Міжнародної науково-практичної конференції, 22-25 березня 2017, Івано-Франківськ. С.55-56.
50. Яцишин Т.М. Використання інформаційних технологій для підвищення екологічної безпеки на об'єктах нафтогазового комплексу. Наукова молодь-2017: Збірник матеріалів V Всеукраїнської науково-практичної конференції молодих учених. 14 грудня 2017 р., м. Київ [Електронний ресурс] / за ред. Спіріна О.М. та Яцишин А.В. – К.: ІТЗН НАПН України, 2017. 353 с. Режим доступу: <http://lib.iitta.gov.ua/view/divisions/gen=5Fres=5Fiitzn/2017.html>.
51. Яцишин Т.М., Рейті О.О., Савик В.М. Дослідження виникнення екологічної небезпеки на окремих етапах життєвого циклу нафтогазових свердловин. Нафта і газ. Наука-освіта – виробництво: шляхи інтеграції та інноваційного розвитку: Матеріали всеукраїнської науково-технічної конференції. 18 – 19 квітня 2018 р., Дрогобич.Дрогобич: ТзОВ «ТрекЛТД», 2018. С. 34-37.
52. Савик В.М., Яцишин Т.М., Шкіца Л.Є., Молчанов П.О., Лях М.М. Аналіз результатів випробувань піногенеруючого пристрою на буровій. Машини,

обладнання і матеріали для нарощування вітчизняного видобутку нафти і газу PGE – 2018. Міжнародна науково-технічна конференція. 24-27 квітня 2018, Івано-Франківськ. С.254-258.

53. Яцишин Т.М., Сидоренко О.І. Оцінка забруднення довкілля нафтогазовими свердловинами при аварійних ситуаціях Problems and achievements of modern science: coll. of scientific papers «ΛΟΓΟΣ» with materials of the International scientific-practical conf., Cork, May 6, 2019. Cork: NGO «European Scientific Platform», 2019. V.1. p. 116. P. 94-96.

Праці, які додатково відображають наукові результати дисертації

54. Інноваційний університет і лідерство: проект і мікропроекти – II. Т. Фініков, Р. Сухарські [Т. Яцишин та ін.]. Варшава: Fundacja “Instytut Artes Liberales”, 2017. 460с.
55. Інноваційний університет і лідерство: проект і мікропроекти - III. - Т. Фініков, Р. Сухарські, [Т. Яцишин, Л. Шкіца, В. Корнута та ін.]. Варшава: Wydział "Artes Liberales" UW, b2019. 412с. 131--143. ISBN 978-83-63636-84-5
- Підвищення якості надання освітніх послуг у сфері вищої технічної освіти Яцишин Т.М., Шкіца Л.Є., Корнута В.А.

ABSTRACT

Yatsyshyn T. M. The development of scientific foundations of risk prevention of environmentally-hazardous processes of oil and gas extraction objects. – Qualifying scientific work as a manuscript.

Thesis for the degree of doctor of technical sciences, specialty 21.06.01 “Ecological safety”. – Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas of the Ministry of Education and Science of Ukraine, Ivano-Frankivsk, 2021. Specialized Academic Council D 20.052.05.

The thesis paper deals with the development of the prevention of environmentally-hazardous processes at different life stages of oil and gas wells by

means of defining the list of influence factors, the choice of methods and ways of their control and control over the intensity of pollutants emission at regulated operation conditions and designing the tools of managerial decisions during states of emergency. The multifactor nature from environmental viewpoint is one of the primary ideas of the given thesis.

On the basis of conducted investigations new environmentally efficient technologies have been developed as well as forecasting system for safe management of nature conservation activities of oil and gas complex objects. New methodological approaches, technical and technological solutions have been introduced that will enable to increase the level of environmental safety of oil and gas industry.

The new innovative concept of oil and gas enterprise has been developed. This concept includes prophylactic measures, monitoring and life cycle evaluation. The given potential risk factors at different stages of oil and gas life cycle made it possible to choose the criteria of environmental risks management system and preventing unwanted consequences at objects under study. The monitoring of the most widely spread oil and gas complex objects has been conducted. These were oil and gas wells at different stages of life cycle and collecting data for life cycle of oil and gas wells assessment. Thus, the drilling stage is accompanied by the highest capacity of incoming flows horizons. At the stages of site preparation, assembling and disassembling there is a high intensity of transportation and involvement of special vehicles. Operation phase is represented in average values of incoming and outgoing flows capacity but it lasts not more than 85% and more from total life cycle of oil and gas well. Drilling phase by its variety and outgoing flows capacity is the most significant, but its duration is no longer than 2%.

The mathematical model of dispersion of polluting additives into the atmosphere has been developed and the mathematical model of oil spills on the surface during oil-well blowing has been improved. These models compared to already existing ones take into account all basic factors that influence the given process. We developed software-modeling problem-solving complex to prevent emergency situations associated with environmental pollution at open oil and gas wells blowing.

We offered a strategy of environmental pollution reduction during life cycle of oil and gas wells that is based on principles of stable development, environmental efficiency and constant perfection.

We offered a model of equipment (parts) with factors that define their environmental efficiency. We developed the methodology of defining environmental sophistication of oil and gas equipment that makes it possible to choose among monotype items of oil and gas equipment one that is the most environmentally efficient. The basis of this methodology is the choice of criteria typical for the chosen equipment and comparing their values at different stages of life cycle of the example (manufacturing, exploitation, utilization),

We outlined the management model of environmental safety of oil and gas well consisting of the following blocks: informational, monitoring, forecasting, the choice of methods aimed at reducing the impact of affecting environment, the implementation of environmentally-efficient technical and technological decisions and principles “Lifelong learning”, assessment and control, optimizing that functions according to the principle of continual improvement spiral. We offered a set of technical solutions for equipment at different stages of life cycle of oil and gas wells that received patents in Ukraine and offered some recommendations aimed at prevention environmentally-hazardous effects.

The results obtained during the thesis make it possible to solve important scientifically-applied problem of prevention of environmentally-hazardous processes at oil and gas extraction objects.

Key words: oil and gas industry, oil and gas well, environmental safety, environmental management, life cycle assessment, environmental efficiency.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ	21
ВСТУП	23
РОЗДІЛ 1 СТАН ПРОБЛЕМИ ПРИРОДНО-ТЕХНОГЕННОЇ БЕЗПЕКИ НАФТОГАЗОВИДОБУВНИХ ОБ’ЄКТІВ	33
1.1 Світовий досвід та сучасний науковий погляд на проблему природно- техногенної безпеки нафтогазовидобувних об’єктів	33
1.2 Існуючі підходи до оцінки екологічної безпеки нафтогазовидобувних об’єктів.....	38
1.2.1 Визначення показників екологічної безпеки	38
1.2.2 Екологічні показники Європейської агенції з навколишнього середовища.....	44
1.2.3 Показники стану здоров’я населення.....	47
1.2.4 Екологічний і технічний ризик	51
1.3 Аналіз законодавчої та нормативно-правової бази України та світові досягнення для підвищення безпеки на об’єктах нафтогазовидобутку.....	56
1.3.1 Основні аспекти законодавчої та нормативно-правової бази України з точки зору екологічної безпеки в галузі нафтогазовидобутку	56
1.3.2 Підходи керування екологічною безпекою в нафтогазовій галузі зарубіжних держав	59
1.3.3 Механізми забезпечення екологічного управління в нафтогазовій галузі України.....	62
1.4 Обґрунтування напрямку досліджень і постановка завдань.....	67
РОЗДІЛ 2 ТЕОРЕТИКО – МЕТОДОЛОГІЧНІ ЗАСАДИ ПРИРОДНО- ТЕХНОГЕННОЇ БЕЗПЕКИ НАФТОГАЗОВИДОБУВНИХ ОБ’ЄКТІВ	71
2.1 Системний підхід для вивчення стану довкілля в межах впливу окремих нафтогазовидобувних об’єктів	71
2.1.1 Методологія системного підходу для завдань забезпечення екологічної безпеки нафтогазовидобувних об’єктів	71

2.1.2	Алгоритм проведення системного аналізу стану окремих компонентів довкілля території впливу нафтогазовидобувної свердловини	76
2.2	Система управління екологічними ризиками під час спорудження нафтогазових свердловин.....	86
2.2.1	Стандарти та політика в системі екологічного менеджменту зарубіжних нафтогазових компаній	86
2.2.2	Система менеджменту нафтогазового комплексу в Україні	92
2.2.3	Визначення причин виникнення нафтогазоводопроявів та відкритих фонтанів на свердловинах	97
2.3	Визначення критеріїв системи управління екологічними ризиками.....	103
2.3.1	Моніторингова оцінка існуючої системи екологічного менеджменту.....	103
2.3.2	Вплив показників якості технічних засобів нафтогазовидобувної галузі на екологічну безпеку	109
2.3.3	Обґрунтування вибору критеріїв системи управління екологічними ризиками.....	116
2.4	Концепція екологічної безпеки нафтогазовидобувних об'єктів.....	125
2.4.1	Вибір вектору інноваційної концепції екологічної безпеки нафтогазовидобувних об'єктів.....	125
2.4.3	Концептуальні положення інноваційної екологічної політики на прикладі нафтогазових підприємств	130
	Висновки до розділу 2	133
РОЗДІЛ 3 ЕКОЛОГІЧНИЙ МЕНЕДЖМЕНТ ЖИТТЄВОГО ЦИКЛУ НАФТОГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН		135
3.1	Методологія оцінки життєвого циклу як інструменту еко-ефективності нафтогазовидобувних об'єктів	135
3.1.1	Визначення позиції оцінки життєвого циклу в управлінні екологічною безпекою.....	135
3.1.2	Етапи проведення оцінки життєвого циклу	137

3.2 Вплив на довкілля об'єктів нафтогазового комплексу впродовж життєвого циклу.....	143
3.2.1 Адаптація методики оцінки життєвого циклу до особливостей об'єктів нафтогазового комплексу	143
3.2.2 Визначення етапів життєвого циклу нафтогазових свердловин	146
3.2.3 Практичні дослідження етапів життєвого циклу нафтогазових свердловин	154
3.3 Скорочення викидів парникових газів на окремих етапах життєвого циклу газової свердловини.....	173
3.3.1 Джерела утворення парникових газів протягом життєвого циклу експлуатаційної свердловини.....	173
3.3.2 Оцінювання викидів парникових газів на етапах життєвого циклу свердловини від спецавтотранспорту	176
Висновки до розділу 3	184
РОЗДІЛ 4 ВДОСКОНАЛЕННЯ МАТЕМАТИЧНИХ ЗАСОБІВ	
МОДЕЛЮВАННЯ ЗАБРУДНЕННЯ ДОВКІЛЛЯ ПРИ ВІДКРИТОМУ ФОНТАНУВАННІ ГАЗОВИХ ТА НАФТОВИХ СВЕРДЛОВИН	186
4.1. Закономірності забруднення довкілля при фонтануванні газової та нафтової свердловин.....	186
4.1.1. Закономірності відкритого фонтанування газових та нафтових свердловин	186
4.1.2. Визначення закономірностей розповсюдження забруднюючих речовин в атмосферному повітрі для умов фонтануючої свердловини	190
4.1.3. Визначення закономірностей розповсюдження нафтового забруднення земної поверхні при відкритому фонтануванні свердловини	194
4.2. Моделювання забруднення атмосферного повітря при газовому фонтануванні свердловини	197
4.2.1 Підходи до моделювання забруднення атмосферного повітря при газовому фонтануванні свердловини	197

4.2.2. Модель витікання суміші газів при непалаючому фонтануванні газової свердловини	200
4.2.3. Модель усталеного витікання суміші газів з свердловини.....	205
4.2.4. Модель залпового витікання суміші газів зі свердловини.....	208
4.3. Математична модель розповсюдження забруднюючих речовин в атмосферному повітрі при фонтануванні газової свердловини.....	211
4.3.1 Визначення факторів формування викидів забруднюючих речовин при палаючому фонтануванні газової свердловини.....	211
4.3.2. Рівняння перенесення забруднюючих речовин в атмосфері	213
4.3.3. Розв'язання рівняння поширення забруднюючої домішки в атмосферному повітрі в результаті фонтанування газової свердловини ...	218
4.4. Математична модель забруднення земної поверхні нафтою при відкритому фонтануванні свердловини.....	228
4.4.1. Підходи до вирішення задач оцінки площі розливу рідини на тверду поверхню	228
4.4.2. Математична модель нафтового фонтанування свердловини.....	232
4.4.3. Математична модель розтікання нафти по земній поверхні при відкритому фонтануванні нафтової свердловини.....	234
4.4.4. Визначення втрат нафти за рахунок вбирання в ґрунт та випаровування	240
Висновки по розділу 4.....	246
РОЗДІЛ 5 РОЗРОБЛЕННЯ ЗАСОБІВ МОДЕЛЮВАННЯ ЗАБРУДНЕННЯ ДОВКІЛЛЯ ПРИ ВІДКРИТОМУ ФОНТАНУВАННІ ГАЗОВИХ ТА НАФТОВИХ СВЕРДЛОВИН	249
5.1. Програмно-моделюючий комплекс вирішення задач попередження надзвичайних ситуацій, пов'язаних із забрудненням довкілля при відкритому фонтануванні газових та нафтових свердловин	249
5.2. Моделювання забруднення довкілля при відкритому фонтануванні газових та нафтових свердловин	257

5.2.1. Моделювання забруднення атмосферного повітря при відкритому фонтануванні газової свердловини.....	257
5.2.2. Моделювання забруднення земної поверхні при відкритому фонтануванні нафтової свердловини	268
Висновки до розділу 5	274
РОЗДІЛ 6 УПРАВЛІННЯ ЕКОЛОГІЧНОЮ БЕЗПЕКОЮ ЖИТТЄВОГО ЦИКЛУ НАФТОГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН	275
6.1 Система управління екологічною безпекою етапів життєвого циклу нафтогазових свердловин.....	275
6.1.1 Принципи управління екологічною безпекою нафтогазових свердловин	275
6.1.2 Стратегія зменшення забруднення довкілля на етапах життєвого циклу нафтогазових свердловин	280
6.2 Розроблення методичних засад запобігання екологічно небезпечним процесам на об'єктах нафтогазовидобутку.....	283
6.2.1 Екологічна досконалість технології нафтогазовидобутку	283
6.2.2 Моніторинг енергетичної ефективності виробничих процесів життєвого циклу свердловини	286
6.2.3 Методика визначення екологічної досконалості однотипного нафтогазового устаткування	289
Висновки до розділу 6	298
РОЗДІЛ 7 РОЗРОБКА ЗАХОДІВ ТА МЕТОДІВ ЗАПОБІГАННЯ РОЗВИТКУ НЕБЕЗПЕЧНИХ ПРОЦЕСІВ ЖИТТЄВОГО ЦИКЛУ НАФТОГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН	300
7.1 Система запобігання забруднення довкілля на етапах життєвого циклу нафтогазових свердловин.....	300
7.1.1 Модель управління екологічною безпекою життєвого циклу нафтогазових свердловин	300
7.1.2 Модель еко-ефективних технологій під час спорудження нафтогазових свердловин	306

7.2 Екологічно безпечні технології та технічні засоби в процесі життєвого циклу нафтогазової свердловини	310
7.2.1 Герметизована насосно-циркуляційна система бурової установки.....	310
7.2.2 Пристрій для очищення свердловинного інструмента.....	322
7.2.2 Система діагностики дефектів глибинно-насосних штанг	325
7.3 Рекомендації щодо природоохоронних заходів на окремих етапах життєвого циклу нафтогазової свердловини	330
7.3.1 Технології, що підвищують екологічну безпеку бурових розчинів	330
7.3.2 Аварійний режим роботи на свердловині	333
7.3.3 Управління екологічною безпекою свердловин, виведених з експлуатації.....	335
Висновки до розділу 7	337
ВИСНОВКИ	340
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....	344
ДОДАТКИ.....	384

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ

АП	атмосферне повітря
АРН	аварійний розлив нафти
БДіЗ	бази даних і знань
БСК	біологічне споживання кисню
БУ	бурова установка
ВБР	відділення бурових робіт
ВФ	відкритий фонтан
ГДК _{мр}	гранично допустима концентрація максимально разова
ГДК _{сд}	гранично допустима концентрація середньодобова
ГНВП	газонафтоводопрояви
ДВЗ	двигуни внутрішнього згорання
ДНВ	джерело негативного впливу
ДСТУ	Державний стандарт України
ЗР	забруднююча речовина
ЄАНС	європейським агентством з навколишнього середовища
ЄС	Європейський Союз
ЖЦ	життєвий цикл
ЗМІ	засоби масової інформації
МПЗСС	метод послідовної зміни стаціонарних станів
НГС	нафтогазова свердловина
НКТ	насосно-компресорні труби
НП	нафтова пляма
НПС	навколишнє природне середовище
НЦС	насосно-циркуляційна система
НС	надзвичайна ситуація
ОБРВ	орієнтовний безпечний рівень впливу
ОВД	оцінка впливу на довкілля
ОЖЦ	оцінка життєвого циклу
ПАР	поверхнево-активні компоненти
ПМК	програмно-моделюючий комплекс
ПША	приземний шар атмосфери

CЗЗ	санітарно захисна зона
СЕМ	системи екологічного менеджменту
СМЯ	системи менеджменту якості
УБР	управління бурових робіт
ФГС	фонтанування газової свердловини
ФНС	фонтанування нафтової свердловини
DALY	скориговані роки життя з інвалідністю
DMI	прямий вхід матеріалу
DPSIR	Європейська агенція з навколишнього середовища
EIMIDA	Європейська інтеграція даних про мінеральні ресурси
EPA	Агентства з охорони навколишнього середовища США
HSE	Політика «Здоров'я, Безпека, Навколишнє середовище»
IEE	індекс екологічної досконалості
IEE _p	індекс екологічної досконалості на етапі виготовлення
IEE _e	індекс екологічної досконалості на етапі експлуатації
IEE _r	індекс екологічної досконалості на етапі утилізації
IPIECA	Глобальна асоціація нафтовидобувної промисловості з поліпшення екологічних і соціальних показників
LCI	інвентаризаційний аналіз життєвого циклу
LCIA	оцінка впливів на протязі життєвого циклу
OGP	Міжнародна асоціація нафтогазових компаній
OHSAS	міжнародний стандарт системи менеджменту гігієни і безпеки праці
OSHMS	система менеджменту безпеки та здоров'я
PDF	частка видів, що потенційно пропали
PPIC	Інформаційний центр з попередження забруднення
SDG	цілі сталого розвитку
WBCSD	Всесвітня рада бізнесу з питань сталого розвитку
YLD	очікувана (середня) кількість втрачених років працездатного життя
YLL	очікувана сума втрачених років життя через передчасну смертність

ВСТУП

Актуальність теми. Нафтогазова галузь загалом є комплексним об'єктом підвищеної екологічної небезпеки. Значна частина об'єктів нафтогазовидобувного комплексу на всіх етапах життєвого циклу є джерелом підвищеної екологічної небезпеки. Регламентована діяльність, а також непередбачувані аварійні ситуації даних об'єктів супроводжуються порушенням природного стану атмосфери, ґрунтів, водоймищ, пластових вод. На даний час у всіх регіонах земної кулі є надзвичайно багато нафтогазових свердловин. Ці об'єкти створюють загрозу навколишньому природному середовищу як при нормальних технологічних процесах, так і під час аварійних ситуацій.

Пріоритетним напрямом соціально-економічного розвитку в Україні на даний час залишається нарощення обсягів видобутку вуглеводнів і проведення геологічної розвідки нових родовищ, попри інтенсивне розроблення альтернативних джерел енергії. У західній частині України об'єкти нафтогазового комплексу розташовуються поблизу природних рекреаційних зон державного значення, що створює високий ризик техногенного порушення цінних територій. Оскільки основним негативним впливам піддаються приземний шар атмосфери та поверхневі і підземні води, то території поширення поллютантів можуть набувати транскордонного значення, що зумовлює беззаперечну актуальність запропонованих досліджень.

Значна кількість науково-дослідних робіт присвячена екологічним проблемам нафтогазовидобувного комплексу та підходам до управління екологічною безпекою даної галузі, серед авторів яких варто відмітити: Адаменка Я.О., Семчука Я.М., Орфанову М.М., Подавалова Ю.А., Владимірова В. А., Макаревича В.Н, Рибалову О.В., Обиход Г.О., Сторчак С.С., Тетельмін В.В., Pichtel J., Di Toro D. M., Thomas J. L. В працях цих та інших вчених досліджуються окремі проблемні питання галузі: оцінка ризиків для населення від проваджуваної діяльності, вплив нафтопродуктів та інших флюїдів на ґрунтовий покрив, водні ресурси, атмосферне повітря, здоров'я населення, умови поширення поллютантів, шляхи подолання існуючого забруднення при

діяльності об'єктів нафтогазового комплексу тощо. Однак, на даний час відсутня системна оцінка проблемних ділянок на основі аналізу цілісної картини процесів на нафтогазовидобувних об'єктах для запобігання розвитку екологічно-небезпечних процесів. Виникає необхідність у формуванні методології управління екологічною безпекою об'єктів нафтогазового комплексу, яка забезпечує врахування багатofакторних впливів. Об'єктами галузі, які потребують розроблення даної системи, найбільш поширені - нафтогазові свердловини. Окремі етапи їх життєвого циклу підлягають контролю щодо впливу на довкілля, проте свердловини протягом всього життєвого циклу є потенційно небезпечними для навколишнього середовища.

Дисертаційну роботу присвячено розробленню системи запобігання розвитку екологічно-небезпечних процесів на етапах життєвого циклу нафтогазових свердловин шляхом визначення переліку впливових факторів, вибору методів і засобів їх контролю та регулювання інтенсивності розповсюдження поллютантів при регламентованих виробничих умовах, а також розроблення інструментів прийняття управлінських рішень під час виникнення екстремальних ситуацій. Багатofакторність впливу, з точки зору екологічної безпеки, є однією з пріоритетних ідей даної дисертаційної роботи.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Дисертаційну роботу виконано відповідно до наукової тематики Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу в рамках науково-дослідних робіт: НФДУ 220.01/0417 «Підвищення рівня екологічної безпеки процесів видобування та транспортування енергетичних вуглеводнів» (2020-2022); Д-6-19-П "Прогнозування та запобігання деградації територій та об'єктів видобутку і транспортування корисних копалин" (2019-2020) (РК 0119U000473); РК 0118U006601 «Технології захисту навколишнього середовища шляхом контролю, моделювання та прогнозування стану довкілля» (2017-2020) та відповідає пріоритетним напрямам досліджень згідно з Постановою Кабінету Міністрів України від 07.09.2011 р. № 942 «Про затвердження переліку пріоритетних тематичних напрямів наукових досліджень

і науково-технічних розробок до 2020 року» та Розпорядженням Кабінету Міністрів України від 10 липня 2019 р. № 526-р «Про схвалення Стратегії розвитку сфери інноваційної діяльності на період до 2030 року».

Мета і завдання дослідження. Метою роботи є обґрунтування і розробка наукових основ запобігання розвитку екологічно-небезпечних процесів нафтогазовидобувними об'єктами.

Для досягнення мети в роботі вирішуються наступні **завдання**:

- аналіз досвіду та сучасних підходів в управлінні природно-техногенною безпекою об'єктів нафтогазового комплексу;

- створення методологічних основ дослідження і розроблення ефективної системи управління та запобігання екологічно небезпечним процесам в життєвому циклі нафтогазових свердловин;

- аналіз умов виникнення аварійних нафтових та газових фонтанів;

- розроблення та вдосконалення математичного інструментарію для створення системи прогнозування екологічних ризиків при аварійному режимі роботи нафтогазових свердловин;

- розроблення засобів прийняття управлінських рішень під час виникнення аварійних ситуацій на нафтогазових свердловинах для прогнозування ризиків на потенційних територіях впливу;

- перевірка та апробація запропонованих методів і заходів для вирішення практичних завдань у комплексному запобіганні розвитку небезпечних процесів на нафтогазових свердловинах;

- розроблення теоретико-методологічних основ та стратегії мінімізації забруднення навколишнього середовища на етапах життєвого циклу об'єктів видобування нафти і газу;

- розроблення моделі управління екологічною безпекою нафтогазової свердловини з метою запобігання надходженню поллютантів в навколишнє природне середовище;

- удосконалення схеми насосно-циркуляційної системи для запобігання потраплянню шкідливих речовин бурового розчину в довкілля;

- вдосконалення конструкцій очисного та діагностичного устаткування свердловинного інструменту для підвищення рівня екологічної безпеки умов його експлуатації;

- розроблення рекомендації щодо підвищення екологічної безпеки на різних етапах життєвого циклу нафтогазових свердловин.

Об'єкт дослідження: процеси управління екологічною безпекою на етапах життєвого циклу нафтогазовидобувних об'єктів на прикладі нафтогазових свердловин.

Предмет дослідження: управлінські підходи та технічні засоби для запобігання розвитку екологічно-небезпечних процесів нафтовими та газовими свердловинами.

Методи дослідження: при виконанні теоретичних і експериментальних досліджень застосовано: синтез і аналіз впливу на довкілля всього життєвого циклу об'єктів нафтогазового комплексу; метод оцінки життєвого циклу для управління екологічною безпекою нафтогазових свердловин; інкрементний підхід в ході оцінювання життєвого циклу нафтогазових свердловин; аналіз та математичний опис оцінки забруднення довкілля нафтогазовими свердловинами при екстремальних ситуаціях; комп'ютерне моделювання поширення забруднення при аварійному фонтануванні нафтогазових свердловин.

Наукова новизна отриманих результатів:

У дисертації сформульовано й вирішено важливу науково-прикладну проблему запобігання розвитку небезпечних екологічних процесів на об'єктах нафтогазовидобування, що реалізовано шляхом розроблення методологічних основ екологічного менеджменту нафтогазових свердловин з використанням створеної програмно-моделюючої системи та екологічно безпечних технологічних рішень:

- вперше розроблено наукові основи оцінки впливу нафтогазових свердловин на навколишнє середовище з врахуванням їх життєвого циклу, що дозволило встановити найбільш екологічно-небезпечні періоди та запропонувати шляхи зменшення їх потенційного впливу;

- одержали подальший розвиток методи прогнозування розповсюдження забруднення із свердловини на основі розроблених математичних моделей витікання флюїду із свердловини, які дозволяють враховувати основні фактори інтенсивності надходження забруднювача у навколишнє середовище;

- вперше встановлено закономірності розподілу концентрації забруднюючих речовин в приземному шарі атмосфери при непалаючому фонтануванні газової свердловини, які дозволяють оцінювати стан атмосферного повітря за різних умов та режимів викидів і метеорологічних характеристик;

- удосконалено математичну модель розподілу нафтового забруднення на земній поверхні при аварійному фонтануванні свердловини, яка відрізняється від існуючих урахуванням процесу випаровування і поглинання ґрунтом та дозволяє ефективно вирішувати завдання превентивного прогнозу надзвичайних ситуацій;

- вперше для оцінки екологічної досконалості нафтогазового устаткування запропоновано використання багатофакторного рангового підходу шляхом поєднання характеристик етапів життєвого циклу та критеріїв екологічної досконалості, що враховують показники матеріальних потоків в умовах виготовлення, експлуатації та утилізації.

Практичне значення одержаних результатів:

Вдосконалено методологію управління екологічною безпекою нафтогазовидобувного об'єкта, яка зорієнтована на підвищення рівня екологічної безпеки виробничого процесу та базується на алгоритмі створення еко-ефективного устаткування.

Розроблено програмно-аналітичну систему, яка дозволяє реалізовувати оцінку екологічного ризику та здійснювати оптимальний вибір технологій і сценаріїв ліквідації аварійних ситуацій на об'єктах нафтогазового комплексу.

Вперше розроблено методику визначення екологічної досконалості однотипного нафтогазового устаткування, яка дозволяє шляхом порівняння характеристик та критеріїв серед однотипних взірців устаткування вибрати найбільш екологічно досконалий.

Розроблено модернізовану схему насосно-циркуляційної системи, яка дозволяє максимально ізолювати її елементи від потрапляння шкідливих речовин бурового розчину в довкілля, мінімізувати фінансові витрати на транспортування, монтаж, експлуатацію, обслуговування [229];

Розроблено пристрій для очищення свердловинного інструменту, що дає можливість провести ефективно очищення інструменту зі складними зовнішніми формами поверхні, а також з можливістю нейтралізувати небезпечні речовини [259];

Вдосконалено систему діагностики устаткування, зокрема дефектоскопії глибинно-насосних штанг, яка дозволяє виявити дефекти штанг та вилучити їх ще до потрапляння у свердловину, тим самим запобігаючи виникненню аварійних ситуацій, які є потенційними джерелами забруднення довкілля [341];

Запропоновано ряд рекомендацій для скорочення негативного впливу при регламентованій роботі на етапі спорудження свердловини, при виникненні аварійних ГНВП та відкритих фонтанів, а також для свердловин, виведених з експлуатації.

Результати науково-дослідної роботи використано в навчальному процесі, як навчальні елементи дисциплін: «Екологія нафтогазового комплексу», «Оцінка життєвого циклу продукції та екологічний менеджмент», «Основи екології в нафтогазовій галузі», «Природоохоронні технології». Розроблено навчальні дисципліни, які базуються на представленій науково-дослідній роботі: «Оцінка характеристик життєвого циклу продукції та екологічний менеджмент», «Шляхи пристосування населення планети до глобальних кліматичних змін» (Додаток А).

Протоколом засідання виробничо-технічної наради Стрийського ВБР БУ «Укрбургаз» затверджено, що результати представлених в дисертаційній роботі досліджень дають можливість скоротити та запобігти виникненню негативних екологічних впливів на навколишнє середовище під час спорудження нафтогазових свердловин (Додаток Б).

Результати роботи впроваджено в ПрАТ «Укргазвидобуток» (акт впровадження від. 15.05.2020 Додаток В) в Стрийському ВБР БУ «Укрбургаз»

(акт впровадження від. 04.03.2020 Додаток Д), ДУ «Інститут геохімії навколишнього середовища НАН України» (акт впровадження від 15.07.2020 Додаток Е), одержано лист-підтримки та пропозиції до співпраці за окремими результатами дисертаційної роботи від Технічного університету Клуж-Напока Університетського центру в Байа-Маре (Румунія) (Додаток Ж) та Університету Томаса Бати в Зліні (Чехія) (Додаток З).

Особистий внесок здобувача. Усі наукові результати, наведені в дисертації, отримані автором особисто. Праці [345, 346, 347, 354, 355, 356, 357, 360] є одноосібними. У працях, опублікованих у співавторстві, особистий науковий внесок здобувача такий: [229] – пропозиція використання герметичних емностей з еластичного матеріалу; [259] – встановлення необхідності розробки вдосконалення устаткування та формування переліку вимог до нового взірця; [341] – розроблення оптимальної форми захисного елемента магніта, магнітопровода і датчика; [33, 241, 308] – встановлення необхідності розвитку екологічної освіти протягом життя (life-long learning) та вдосконалення практичних навичок працівників під час проектно-орієнтованих курсів підвищення кваліфікації; [78, 145] – формування схеми допустимих відстаней між окремими спорудами при будівництві бурової, аналіз виникнення аварійних нафтогазопроявів та відкритих фонтанів та екологічних наслідків, розроблення екологічно безпечних технологій та устаткування; [82] – розроблення розділу 4.3 «Шляхи підвищення екобезпеки в процесі спорудження нафтогазових свердловин»; [31] – розробка схеми життєвого циклу нафтогазової свердловини в системі нафтогазової промисловості та схеми експлуатаційної нафтогазової свердловини; [333] – проведення експериментальних досліджень та пропозиції використання екологічно безпечного устаткування; [349] – встановлено багатофакторність у формуванні інтенсивності надходження забруднення в довкілля та розроблено рекомендації щодо зменшення негативного впливу на довкілля видобування нафти і газу; [65, 337] – пропозиції стосовно герметизації насосно-циркуляційної системи бурової установки, пропозиції технічних рішень запобігання забруднення під час технологічних процесів спорудження

свердловини та формування концептуальних положень системи запобігання забруднення під час буріння нафтогазових свердловин; [85] – участь в розробленні переліку інформаційних масивів бази даних системи моніторингу та структури програмного забезпечення задач управління безпекою; [83] – обґрунтування актуальності розробки інструментарію перевірки екологічної ефективності прийняття управлінських рішень в контексті поліпшення стану навколишнього середовища; [66] – дослідження екологічної безпеки устаткування для спорудження свердловин та участь в розробленні модернізованої циркуляційної системи; [10] – еко-ефективні технології в життєвому циклі об'єктів енергетики; [250] – участь у виборі концептуального підходу формування інформаційно-аналітичної експертної системи для оцінки екологічного впливу техногенних об'єктів; [72] – вибір методів та формування рекомендацій для скорочення впливу об'єктів нафтогазової галузі на приземний шар атмосфери; [255] – участь в розробленні концептуальної схеми розповсюдження домішок в атмосфері в результаті техногенного викиду та встановленні факторів впливу на розподіл концентрації домішок; [254] – аналіз факторів аварійності на об'єктах енергетики; [73] – аналіз існуючих математичних моделей та вибір основних параметрів математичних моделей розповсюдження забруднюючих речовин в атмосферному повітрі при викиді з свердловини; [55] – участь в аналізі ризиків для здоров'я населення забрудненого атмосферного повітря; [63] – розробка блок-схеми основних етапів підвищення рівня екологічної безпеки насосно-циркуляційної системи бурової установки та рекомендацій для удосконалення герметизованої НЦС.

Апробація роботи. Основні положення дисертаційної роботи доповідались та обговорювались на наукових конференціях і семінарах: Міжнародній науково-технічній конференції «Нафтогазова освіта та наука: стан та перспективи» (Івано-Франківськ, 2014, 2016); Всеукраїнській науково-технічній конференції «Нафта і газ. Наука-освіта – виробництво: шляхи інтеграції та інноваційного розвитку» (Дрогобич, 2015); XI міжнародній конференції «Стратегія якості в промисловості та освіті» (Болгарія, Варна, 2015);

Міжнародній науково-технічній конференції «Нафтогазова енергетика» (Івано-Франківськ, 2015, 2017, 2019); International conference «Innovative ideas in science» (Baia Mare, 2015); V (XXIX) міжнародній міжвузівській школі-семінарі «Методи і засоби діагностики в техніці та соціумі (МіЗД ТС-2015)» Івано-Франківськ, 2015; Національному форумі «Поводження з відходами в Україні: законодавство, економіка, технології» (Київ, 2015); X Всеукраїнській науково-практичній конференції молодих вчених та студентів (Київ, 2016); Науково-практичному семінарі «Сучасний викладач у студентоцентричній моделі освітнього процесу університету» (Івано-Франківськ, 2016); Міжнародній науково-практичній студентській конференції «Перспективи розвитку професійно спрямованих мовних компетенцій в сучасній науці» (Житомир, 2016); V Міжнародній науково-технічній конференції молодих учених та студентів «Актуальні задачі сучасних технологій» (Тернопіль, 2016); Міжнародній науково-практичній конференції «Екогеофорум -2017. Актуальні проблеми та інновації» (Івано-Франківськ, 2017); XV міжнародній науково-технічній конференції «Проблеми екологічної безпеки», (Кременчук, 2017); II міжнародній науково-технічній інтернет конференції 2017 «Інноваційний розвиток гірничодобувної галузі»; V Всеукраїнській науково-практичній конференції молодих учених «Наукова молодь-2017» (м. Київ, 2017); Всеукраїнській науково-технічній конференції «Нафта і газ. Наука-освіта – виробництво: шляхи інтеграції та інноваційного розвитку» (м. Дрогобич, 2018); Міжнародній науково-технічній конференції «Машини, обладнання і матеріали для нарощування вітчизняного видобутку нафти і газу PGE – 2018» (Івано-Франківськ, 2018); The International scientific-practical conferention «Problems and achievements of modern science» (Ireland, Cork, 2019).

Публікації. Основний зміст роботи викладено у 55 наукових працях, із яких 25 опубліковано у наукових фахових виданнях (8 одноосібних статей, 10 – в журналах, що входить до науково-метричної бази даних SCOPUS), 22 – у матеріалах та тезах конференцій; отримано 1 патент на винахід та 2 патенти на

корисну модель; опубліковано у співавторстві 3 монографії, одна з яких – зарубіжна, та 2 збірники праць.

Структура й обсяг роботи. Дисертаційна робота складається зі вступу, переліку умовних скорочень, 7 розділів, висновків, списку використаних джерел із 362 найменувань. Загальний обсяг дисертації становить 418 сторінок, з яких 376 сторінок основного тексту. Робота містить 93 рисунки, 47 таблиць та 12 додатків.

РОЗДІЛ 1

СТАН ПРОБЛЕМИ ПРИРОДНО-ТЕХНОГЕННОЇ БЕЗПЕКИ НАФТОГАЗОВИДОБУВНИХ ОБ'ЄКТІВ

1.1 Світовий досвід та сучасний науковий погляд на проблему природно-техногенної безпеки нафтогазовидобувних об'єктів

Екологічна криза світового масштабу зумовлюється споживчим форматом існування суспільства, зокрема в країнах з економікою, що базується на видобуванні корисних копалин. Україна є саме серед таких країн, де масштабною причиною порушення навколишнього природного середовища є довготривале та нерациональне використання природних ресурсів [125].

Сучасний розвиток економіки супроводжується ростом забруднення навколишнього природного середовища, що зумовлює порушення екологічної рівноваги і здоров'я населення [30]. На рисунку 1.1 наведено річне утворення відходів в чотирьох агрегованих галузях промисловості і валова додана вартість.

Темпи розвитку виробничих сил і освоєння вуглеводневих ресурсів створюють проблему природно-техногенної безпеки нафтогазовидобувної промисловості. Це визначається тим, що процеси, які відбуваються під час нафтогазовидобутку пов'язані з наявністю легкозаймистих і горючих рідин, горючих газів, агресивної пластової води, токсичних реагентів та супроводжуються наявністю високих тисків і температур. Тому нафтогазова промисловість є однією з найбільш деструктивних промисловостей по відношенню до навколишнього природного середовища. Негативний вплив відбувається на всі компоненти довкілля: атмосферу, літосферу, гідросферу (поверхневі і підземні води) та геологічне середовище. Порушення рівноваги в екосистемах відбувається на різних рівнях і включає всі компоненти біосфери.

Нафтогазова галузь, в цілому, є комплексним об'єктом підвищеної екологічної небезпеки. Об'єкти нафтогазового комплексу створюють небезпеку не тільки для довкілля, а також для здоров'я і благополуччя майбутніх поколінь. Спорудження та експлуатація нафтогазових свердловин (НГС) супроводжується

впливом на всі елементи природного середовища: атмосферне повітря, ґрунтовий і рослинний покрив, поверхневі водні об'єкти, геологічне середовище (ґрунтові води, гірські породи, ґрунти тощо), біоту. На більшості етапів «життєвого циклу» нафтогазовидобувних об'єктів присутні високотоксичні небезпечні для довкілля речовини.

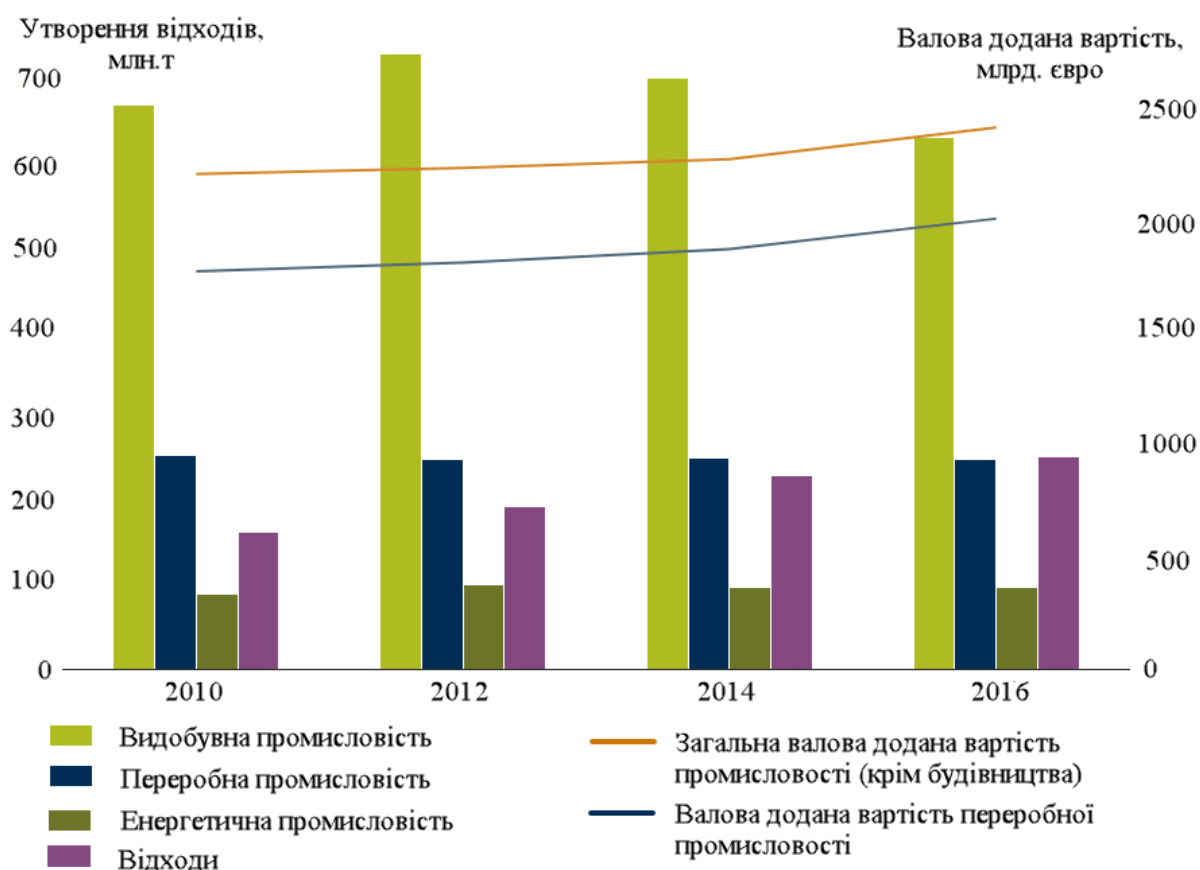


Рисунок 1.1 – Річне утворення відходів в чотирьох агрегованих галузях промисловості і валова додана вартість [34]

Сьогоднішній спосіб видобутку нафти і газу передбачає їх герметизований збір, в той час як на початку минулого століття нафтовидобуток вівся відкритим способом, що супроводжувалося втратами вуглеводнів і завдавало значної шкоди довкіллю. На даний час проводяться організаційні та природоохоронні заходи в нафтогазовому комплексі, однак істотного поліпшення в екологічній сфері не відбувається, оскільки особливістю видобувної промисловості нашої країни є фізичне старіння нафтопромислового обладнання. Це супроводжується

аварійними залповими скидами в довкілля нафти і газу, потрапляння пластових і бурових стічних вод в природне середовище. Зростає кількість свердловин, що виведені з експлуатації і є джерелом безконтрольного надходження в довкілля метану та інших флюїдів [34, 212, 248].

Нафта як забруднювач займає перше місце за поширенням, числом джерел забруднення та величиною негативного впливу на всі компоненти природного середовища. При збереженні існуючих технологій в нафтовій промисловості площі порушених територій можуть рости в геометричній прогресії щодо зростання обсягів нафтовидобутку і будівництва магістральних нафтопроводів. Науковці відмічають [117], що на кожному етапі нафтовикористання утворюються відходи і чим більший обсяг робіт виконується, тим інтенсивніше виникають на цих стадіях нафтогенні потоки і більший їх негативний вплив на навколишнє середовище. Аварійні ситуації при цьому лише підсилюють і концентрують цей вплив. При цьому надзвичайна ситуація і звичайна виробнича діяльність в багатьох випадках майже не розмежовується.

Так, наприклад, в результаті спалювання супутнього нафтового газу щорічно в атмосферу викидається діоксиди азоту, монооксид вуглецю, метанол, сажа і метан, що створює парниковий ефект. Ці «нафтогазові фонтани» є технологічним процесом нафтовидобутку і можуть бути довготривалими. Від роботи однієї свердловини за рік в атмосферу надходить до 2 тон вуглеводнів і сажі, 30 тон оксидів азоту, 8 тон оксидів вуглецю, 5 тон діоксиду сірки. В радіусі 500 м від бурової тільки зі снігом на поверхню ґрунту осідає 2,4-4,4 тон / м² твердих частинок [117]. На об'єктах нафтогазовидобувної та нафтопереробної промисловості щорічно спалюється більше 15 млрд. м³ супутнього нафтового газу, що утворює близько 7% всіх парникових викидів Росії [212].

Світові нафтогазовидобувні компанії фокусують свою увагу на нових віддалених родовищах із складними умовами видобування [29]. Спостерігається зростання нафтогазовидобувних робіт в арктичних регіонах, де згідно даних [46] залишаються нерозвіданими близько 13% світових запасів нафти та 30 % запасів природного газу. Складні кліматичні умови (низькі температури, сніг, морські

хвилі, обледеніння, туман і погана видимість, полярний низький тиск, айсберги), в яких повинно працювати обладнання створюють високий екологічний ризик. При виникненні аварійних ситуацій швидке реагування ускладнюється ще й віддаленістю об'єкта та слабо розвинутою інфраструктура даного регіону.

Варто відмітити, що інформація, яка надається Державною службою статистики України [181] щодо капітальних інвестиції на охорону навколишнього природного середовища при добуванні сирової нафти та природного газу інформує про інвестиції надані на охорону атмосферного повітря і проблеми зміни клімату; очищення зворотних вод; поводження з відходами; захист і реабілітацію ґрунту, підземних і поверхневих вод, не виділяючи при цьому, пункт - інвестиції на модернізацію устаткування в напрямку еко-ефективності. Тобто, прослідковується, що сучасна концепція спрямована на боротьбу із екологічними ефектами, які вже виникли, а не достатньо звертається увага на їх попередження шляхом запровадження інновацій у виробничий процес.

Нові напрямки розвитку нафтогазовидобувної промисловості потребують не короткострокових дій в сфері вирішення екологічних проблем, а комплексну довготермінову стратегію соціально-економічного розвитку суспільства, яка в своїй основі буде передбачати енергоефективні та екологічно безпечні позиції нафтогазовидобувних компаній. Пропонується розвивати екологічну модернізацію нафтогазового комплексу, яка стосується як управлінських та правових рішень так і технологічних процесів галузі. При цьому основними напрямками діяльності передбачається [304]:

- «екологізація» економічної діяльності;
- впровадження системи екологічного управління та менеджменту;
- оптимізація всього життєвого циклу діяльності (продукції).

Враховуючи вищезазначені позиції в існуючих дослідженнях виділено вимоги, які відіграють важливу роль при екологічній модернізації підприємств нафтогазового комплексу [123]:

- підтримка балансу в системі «людина-природа» (економіка і навколишнє середовище);
- розробка механізмів недопущення конфлікту між екологічними «цінностями» і економічними інтересами;
- підвищення ролі науки в створенні і поширенні нових екологічно-орієнтованих технологій;
- підвищення наукоємності промислового виробництва;
- впровадження технологій безвідхідного виробництва;
- зменшення «природоємності» продукції (послуг);
- прийняття управлінських рішень на основі принципу мінімізації екологічних ризиків і попередження екологічної деградації;
- прогнозування екологічних ризиків для діючих та запроектованих підприємств;
- розробка превентивних заходів у випадку виникнення загрози завдання збитку навколишньому природньому середовищу;
- оптимізація розподілу доходів від використання природних ресурсів;
- врахування екологічних екстерналій при розробці стратегії розвитку.

Жива природа не може співіснувати з розливами нафти, шкідливими викидами, які сьогодні стали повсякденністю. Поступово компанії приходять до того, що вигідніше не усувати наслідки забруднень, а запобігати їх виникненню, тому впровадження превентивних заходів для попередження негативного впливу та забезпечення екологічної безпеки повинно стати основою політики нафтогазової промисловості [147].

Для передбачення ризику, в тому числі екологічного, нафтогазовидобувні компанії використовують низку методів теоретичного прогнозування, пасивного моделювання, аерофотозйомки і космічної зйомки, які дозволяють з високим ступенем точності визначити, де варто шукати нафту, при цьому мінімально впливаючи на навколишнє середовище, але показник екологічного ризику стану масивів порід при відборі нафти чи газу не є достатньо вивчений [147].

Оприлюднені дані Держгеонадр України свідчать про те, що українські нафтогазовидобувачі готуються значно активізувати свою діяльність і ведуть активну роботу в напрямку отримання дозвільних документів на видобуток. Згідно поданої інформації видобуток природного газу в Україні в 2017 році збільшилася на 4% (на 804,3 млн. м³) у порівнянні з 2016 роком - до 20.79 млрд. м³. АТ "Укргазвидобування" збільшило видобуток газу на 4,4% (на 640.7 млн м³) - до 15.24 млрд. м³, ПАТ "Укрнафта" скоротило на 15,1% (на 196,2 млн м³) - до 1.1 млрд куб. м. Інші працюючі в країні нафтогазовидобувні компанії в минулому році наростили видобуток газу на 8,6% (на 351 млн. м³) у порівнянні з 2016 роком - до 4.43 млрд. м³ [109].

Планування конкретних заходів щодо попередження виникнення екологічно небезпечних технологічних процесів та аварійних ситуацій можливе при визначенні рівня екологічної безпеки за певними показниками. Одним з таких показників є екологічний ризик, який дає змогу кількісно оцінити рівень екологічної безпеки. Існуючі тенденції в нафтогазовидобувній галузі потребують ґрунтовної оцінки екологічних ризиків проваджуваної діяльності та створення умов для запобігання екологічно-небезпечних ситуацій.

1.2 Існуючі підходи до оцінки екологічної безпеки нафтогазовидобувних об'єктів

1.2.1 Визначення показників екологічної безпеки

Згідно із Законом України "Про охорону навколишнього природного середовища" (ст. 50) екологічна безпека є таким станом навколишнього природного середовища, при якому забезпечується попередження погіршення екологічної обстановки та виникнення небезпеки для здоров'я людей, що гарантується здійсненням широкого комплексу взаємопов'язаних екологічних, політичних, економічних, технічних, організаційних, державно-правових та інших заходів [271]. В дослідженнях [162] наводяться й інші трактування поняття «екологічна безпека»:

– це стан захищеності життєво-важливих інтересів об'єктів екологічної безпеки (особистості, суспільства та держави) від загроз природного, техногенного та соціального характеру, а також забруднень внаслідок антропогенної діяльності (аварій, катастроф, тривалої господарської та воєнно-оборонної й іншої діяльності), від природних явищ і стихійних лих;

- сукупність дій, станів і процесів, що прямо чи побічно не призводять до серйозних збитків (або загроз таких збитків), що завдаються природному середовищу, окремим людям і людству загалом;

- комплекс станів, явищ та дій, що забезпечують екологічний баланс на Землі і у будь-яких її регіонах на рівні, до якого фізично, соціально економічно, технологічно та політично готове (може без серйозних збитків адаптуватися) людство.

Задачами екологічної безпеки є якісний аналіз і кількісна оцінка складних нелінійних вихідних параметрів взаємодії екосистем між собою та оточуючим середовищем, вивчення їх структур та стану на різних стадіях виникнення і розвитку передкризових і кризових ситуацій в тимчасовій і просторовій динамічній постановці та визначення основних принципів безпеки екологічно небезпечних об'єктів і територій, попередження загроз стихійних лих, аварій і катастроф, а також мінімізація їх негативних наслідків з урахуванням реально існуючого в країні соціально-економічного стану [79].

Необхідно зазначити, що екологічну безпеку варто розглядати як складну систему (впорядкована множина структурно взаємопов'язаних і функціонально взаємозалежних систем), ознаками якої є: наявність множини елементів; сукупність зв'язків і відносин між ними; внутрішня та зовнішня взаємодія; множина можливих станів; наявність складної цілеспрямованої функції; чіткий характер поведінки [162].

Екологічна безпека об'єктів нафтогазового комплексу – це безпечно для довкілля функціонування будь-якого об'єкта, з одного боку, і відсутність шкідливого впливу оточуючого середовища на об'єкт, з іншого [296]. Отже, у системі «природа–технічний об'єкт–людина» повинна бути збалансована

взаємодія природних, технічних і соціальних систем, яка б забезпечувала оптимальні санітарно-гігієнічні, матеріально-технічні, естетичні та інші потреби людини в зоні дії виробничого об'єкта за умови збереження природно-ресурсного та екологічного потенціалу природних систем та їх здатності до саморегулювання і відновлення. Згідно наукової праці В.Н. Макаревича [212] екологічна безпека може бути охарактеризована через показники стану здоров'я населення, величини екологічної небезпеки, екологічного і технічного ризику та екологічного збитку. Рівень небезпеки нафтогазового об'єкта для довкілля і здоров'я людини може бути різним – від найнезначнішого відхилення від норми до критичного і навіть катастрофічного.

Тому, екологічна безпека об'єктів нафтогазового комплексу може оцінюватися з точки зору впливу даних об'єктів на довкілля та з точки зору оснащеності виробництва сучасними екологічно безпечними технологіями та обладнанням.

Для визначення рівня екологічної безпеки використовуються екологічні показники. Вибрані належним чином показники, що базуються на достатніх часових рядах даних (часові тренди), можуть не тільки відображати основні тенденції, але й сприяти аналізу причин та наслідків екологічної обстановки, що склалася.

Критерії оцінки екологічної безпеки промислового об'єкта, яким, згідно визначення наведеного в [243] може бути нафтогазова свердловина пропонується розділити на три групи за режимом експлуатації: штатний режим експлуатації, аварійні ситуації та прогноз рівня безпеки в умовах модернізації підприємства або зміни його структури (рис. 1.2).

Основними джерелами одержання інформації щодо екологічної безпеки для проведення розрахунків комплексних екологічних і еколого-економічних показників є:

- технічна документація підприємства;
- екологічна документація підприємства;
- фінансова документація підприємства;

- відомості про район розташування підприємства.

Важливими категоріями при визначенні екологічної безпеки є клас небезпечності підприємства, територія підприємства, зона дії підприємства та зона забруднення підприємства [243].

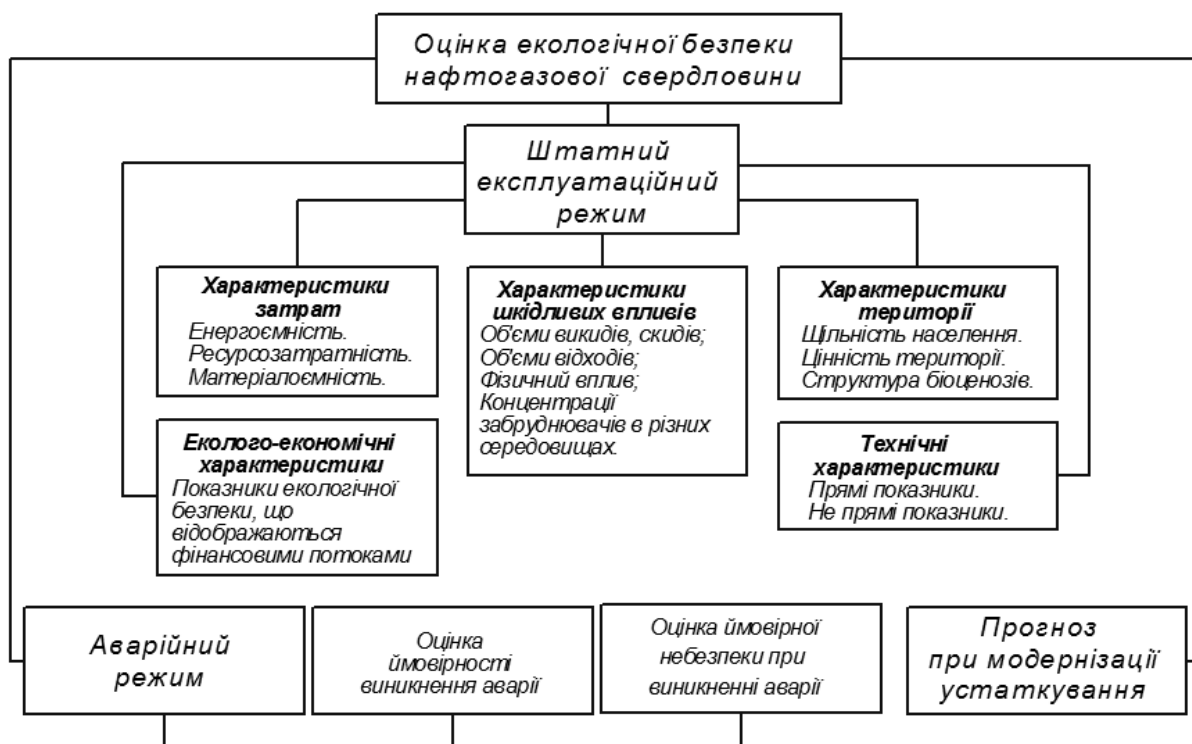


Рисунок 1.2 – Характеристики екологічної безпеки об'єкту нафтогазовидобутку

Так, параметри, які визначають екологічну безпеку підприємства за рахунок розбавлення у воді чи повітрі концентрацій шкідливих речовин, що продукуються підприємством до рівня, який не перевищує гранично-допустимі концентрації (ГДК) визначають клас небезпечності підприємства [72]. Важливо зазначити, що якщо зона забруднення перевищує зону дії підприємства відбувається порушення екологічних норм. Якщо підприємство дотримується екологічних норм, то за межами санітарно-захисної зони (СЗЗ) не спостерігається перевищення шкідливих речовин в різних середовищах.

Автори Обиход Г.О. та Омеляненко Т.Л. [237] пропонують інструмент для визначення інтегрального індексу рівня екологічної безпеки. Науковцями було виділено та опрацьовано ряд показників навколишнього природного

середовища: атмосферне повітря (18 показників), водні ресурси (30 показників), земельні ресурси (10 показників), лісові ресурси (12 показників), надра (7 показників), екзогенні геологічні процеси (22 показники) та відходи (18 показників). На рис. 1.3 наведена схема побудови показників екологічної небезпеки окремих блоків.

На основі розрахунків, згідно наведеної авторами Г.О. Обиход та Т.Л. Омеляненко методики середній рівень екологічної безпеки на території України визначено як низький (0,0088) [237]. Проаналізувавши показники питомої ваги кожного блоку у структурі екологічної небезпеки держави рис 1.4 визначено, що найбільша питома вага є сектору надрокористування [237].



Рисунок 1.3 – Схема побудови показників екологічної небезпеки окремих блоків [237]

Пояснюється це тим, що видобувна та переробна галузі промисловості в Україні є переважаючими. При цьому використовують застарілі відходо- та енергоємне технології, де строк використання виробничого та природоохоронного обладнання вже закінчився.

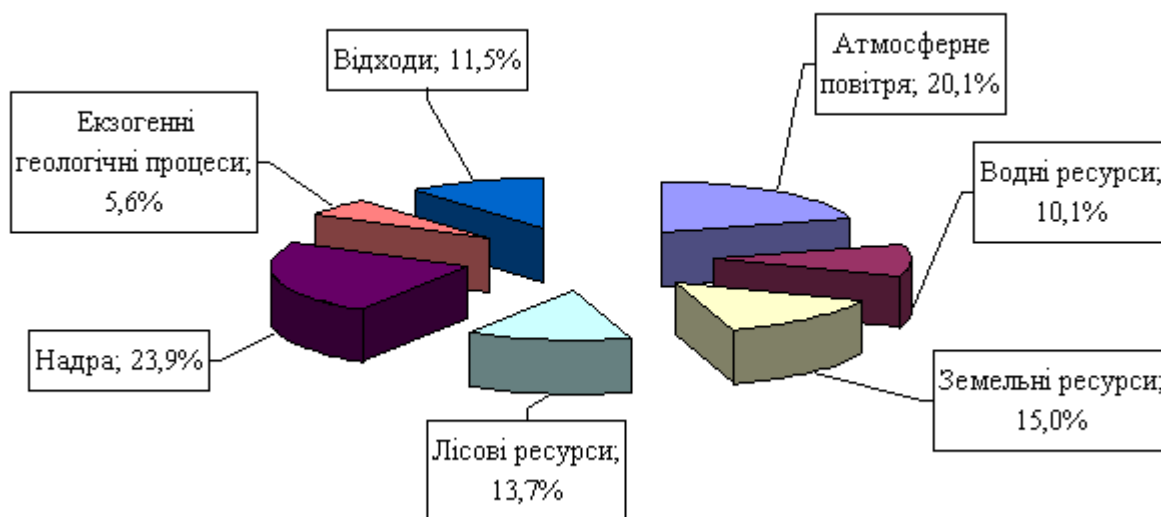


Рисунок 1.4 – Структура екологічної безпеки України [237]

Присутня недосконала система екологічного управління галузі, що є причиною невідповідних санкцій до порушників природоохоронного законодавства, і відсутність системи стимулів для суб'єктів господарської діяльності щодо прискорення темпів запровадження новітніх інтегрованих технологій, оновлення основних виробничих та природоохоронних фондів, виробництва екологічно чистої продукції, і відсутність підтримки вітчизняних наукових розробок природоохоронних технологій та обладнання [237].

Тому виникає необхідність розроблення методичного забезпечення для оцінки рівня екологічної безпеки окремих елементів технологічних процесів, зокрема устаткування, недосконалість якого за різними параметрами призводить до навантаження на довкілля різного рівня.

1.2.2 Екологічні показники Європейської агенції з навколишнього середовища

Європейською агенцією з навколишнього середовища (DPSIR) показники класифікуються в залежності від ролі показника в оцінці конкретного питання: Рушійні сили (Driving force) – Тиск (Pressure)– Стан (State) – Вплив (Impact) – Реагування (Response) [158].

Рушійні сили – соціально-економічні фактори та види діяльності, що посилюють або зменшують навантаження на довкілля.

Тиск – пряме антропогенне навантаження на довкілля, що здійснюється через викиди та скиди забруднюючих речовин, використання природних ресурсів.

Стан – відносяться до поточного стану та тенденцій змін навколишнього середовища, що включають також параметри якості основних складових довкілля.

Вплив – наслідки зміни довкілля для здоров'я населення, наслідки для природи та біорізноманіття.

Реагування – конкретні дії, що спрямовані на вирішення екологічних проблем.

Згідно системи аналізу за цієї схемою, соціальний і економічний розвиток збільшує тиск на довкілля і, як наслідок, спричиняє зміни довкілля - наприклад, створення адекватних умов для здоров'я, доступності ресурсів і біорізноманіття. Це призводить до протистояння людського здоров'я, екосистем і матеріалів, які можуть спричинити негативну соціальну реакцію, що підтримується рушійними силами через тиск на довкілля або фактори впливу безпосередньо, через адаптацію або запобіжні дії. Так, для об'єктів нафтогазовидобувної галузі модель показників DPSIR буде мати вигляд згідно рис. 1.5.

Екологічні показники або індикатори DPSIR спрямовані на підтримку всіх етапів розробки екологічної політики, від розробки основ політики до

встановлення цілей, від моніторингу та оцінки політики до інформування осіб, які формують політику і розуміння громадськості (Таблиця 1.1) [4].

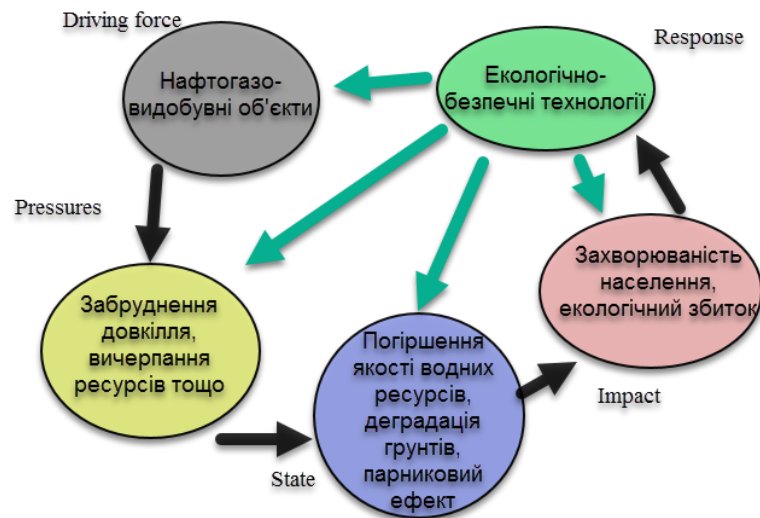


Рисунок 1.5 – Модель показників DPSIR для об'єктів нафтогазовидобувної галузі

В каталог екологічних показників включені індикатори, які підготовлені Євростатом і Європейським агентством з навколишнього середовища (ЄАНС), а також деякі показники з Об'єднаного дослідницького центру Комісії та інших міжнародних джерел (Додаток К).

Забруднення повітря створює найбільш небезпечний ризик для здоров'я населення, тому його контроль потребує підвищеної уваги. На даний час існують ресурси як регіонального, так і світового масштабу для контролю якості повітря в реальному часі:

- регіональний Польський ресурс створений Інститутом охорони навколишнього середовища IOŚ-PIB (<http://ios.edu.pl/jakosc-powietrza/>);
- від Європейського агентства навколишнього середовища (<https://www.eea.europa.eu/themes/air/air-quality-index>), де можна прослідкувати якість повітря в Європі за європейським індексом якості повітря;
- waqi.info - інструмент дозволяє прослідкувати якість повітря у світі за рядом показників: індекс забруднення AQI, CO, SO₂, NO₂, O₃, PM₁₀, PM_{2,5} [165].

Таблиця 1.1 – Перелік показників за напрямками Європейського агентства з охорони навколишнього середовища [4]

№ п/п	Показник за напрямком	Абревіатура	Кількість показників
1	Кліматичний стан і показники впливу	LIM	38
2	Основний набір індикаторів	CSI	34
3	Європейські індикатори біорізноманіття	SEBI	23
4	Механізм звітності з транспорту і навколишнього середовища	TERM	13
5	Морські індикатори	MAR	9
6	Енергетичні показники	ENER	8
7	Індикатори землі і ґрунту	LSI	7
8	Індикатори води	WAT	6
9	Повітря	AIR	5
10	Індикатори промислового забруднення	INDP	4
11	Стале споживання і виробництво	SCP	3
12	Перспективи	Outlook	2
13	Індикатори відходів	WST	2
14	Показники ефективності використання водних ресурсів	WREI	1

Такі інструменти дозволяють оперативно реагувати при виникненні кризових ситуацій в приземному шарі атмосфери. В нафтогазовій галузі присутня ймовірність виникнення аварійних ситуацій, що супроводжуються значними негативними впливами на довкілля (наприклад нафтогазоводопроводи та відкриті фонтани). Тому наявність системи прогнозу при виникненні аварійних викидів на об'єктах нафтогазового комплексу, зокрема нафтогазових свердловин на різних етапах їх розробки є важливим завданням в системі запобігання екологічно небезпечним процесам нафтогазовидобувної галузі.

1.2.3 Показники стану здоров'я населення

Одним з показників рівня екологічної безпеки є стан захворюваності населення, спричиненої техногенними факторами. Джерелами одержання інформації щодо показників здоров'я населення є:

- офіційні звіти медичних закладів і органів охорони здоров'я, соціального забезпечення, державної статистики, бюро ЗАГСів;

- спеціально організований облік випадків захворювань і смертей у лікувально-профілактичних закладах виділених зон спостереження - так звані проспективні дослідження;

- ретроспективна інформація облікових документів лікувально-профілактичних закладів за минулі періоди часу;

- дані лікарських оглядів населення;

- дані клінічних, лабораторних та інструментальних обстежень;

- результати медико-соціологічних досліджень (опитування, анкетування) населення [245].

Видобуток вуглеводнів пов'язаний із забрудненням життєвого простору населення, що, безумовно відображається на його здоров'ї. Так, в Чернігівській області в основному в районах видобування вуглеводнів за останні роки поширеність захворюваності, а зокрема, нервової ендокринної систем та онкологічних захворювань збільшилась на 2% [228].

Згідно з аналітичними даними Фонду соціального страхування України за січень-вересень 2018 року, 43,8% зареєстрованих випадків профзахворювань є наслідком недосконалості механізмів, робочого інструменту і технологічного процесу. 25,4% випадків викликані недосконалістю механізмів і робочого інструменту, 18,4% - недосконалістю технологічного процесу, 15,1% - неефективністю роботи засобів індивідуального захисту. Серед професійних захворювань перше місце посідають хвороби органів дихання - 39,8% від загальної кількості діагнозів в Україні (873 випадки). Захворювання опорно-рухового апарату (радикулопатії, остеохондрози, артрити, артрози) становлять

27,6% (606 випадків), захворювання слуху - 12% (263 випадки), вібраційна хвороба - 5,8% (127 випадків). Найбільше профзахворювань зафіксовано у сфері добувної промисловості та розроблення кар'єрів - 82,3% від загальної кількості (1,081 тис. осіб), що на 14,3% (181 осіб) менше, ніж за відповідний період минулого року [102].

Згідно досліджень проведених науковцями Івано-Франківського національного медичного університету встановлено залежність зростання захворюваності на хвороби шлунково-кишкового тракту від наявності нафтогазовидобувного комплексу [197]. Також наведено дані щодо Тюменської області - основного нафтогазовидобувного району Росії, які свідчать, що захворюваність населення за багатьма класами хворіб вище загальноросійських показників і даних по Західно-Сибірському району в цілому. Відмічаються високі показники по хворобах органів дихання, новоутворення, хвороби нервової системи, органів чуття, випадків лейкемії у дітей, приступів астми, вроджених дефектів серця, низької ваги при народженні та передчасних пологів тощо у населення, що проживає поряд з об'єктами нафтогазовидобутку [256,7,12]. На рис. 1.6 наведено структуру захворюваності дітей віком 0-17 років України за класами хворіб у 2017 р. (%), де можна відмітити переважаючу кількість хворіб органів дихання [342].

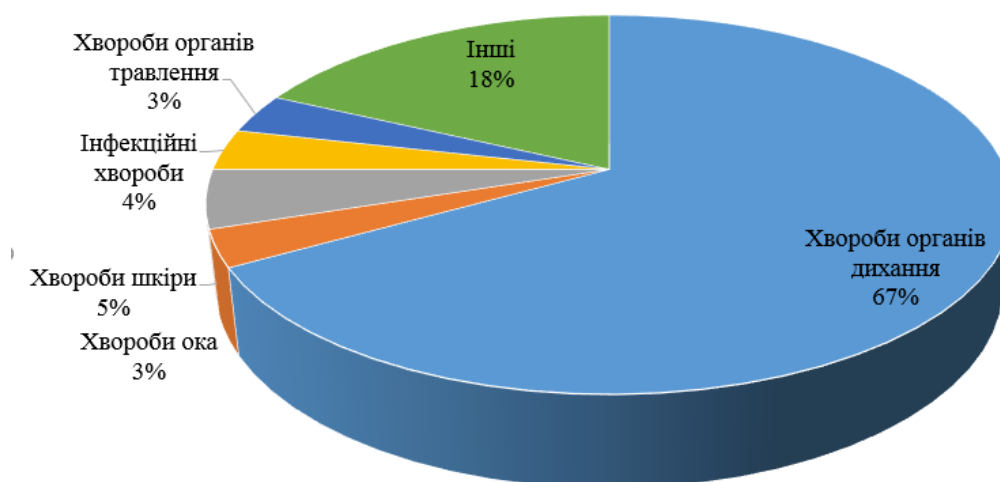


Рисунок 1.6 – Структура захворюваності дітей віком 0-17 років України за класами хворіб у 2017 р. (%) [342]

Показники стану здоров'я населення належать до прямих показників оцінки стану екологічної безпеки людини [212]. Суспільне здоров'я описується такими показниками [101]:

- демографічні (народжуваність, смертність та її вікову структуру, приріст населення, середню тривалість майбутнього життя (рис.1.7));
- захворюваності (загальної, за окремими віковими групами, для інфекційних, хронічних неспецифічних захворювань, окремих видів захворювань, захворюваності з тимчасовою втратою працездатності тощо);
- інвалідності (загальної, дитячої, по віковій, структура причин);
- рівень фізичного розвитку;
- донозологічні стани (імунітет, опірність систем, активність ферментів тощо).

Пропонується комплексний показник оцінки стану здоров'я як середня очікувана тривалість майбутнього життя — величина, що акумулює повікові показники смертності і є надійнішим показником суспільного здоров'я порівняно з показником загальної смертності [287].

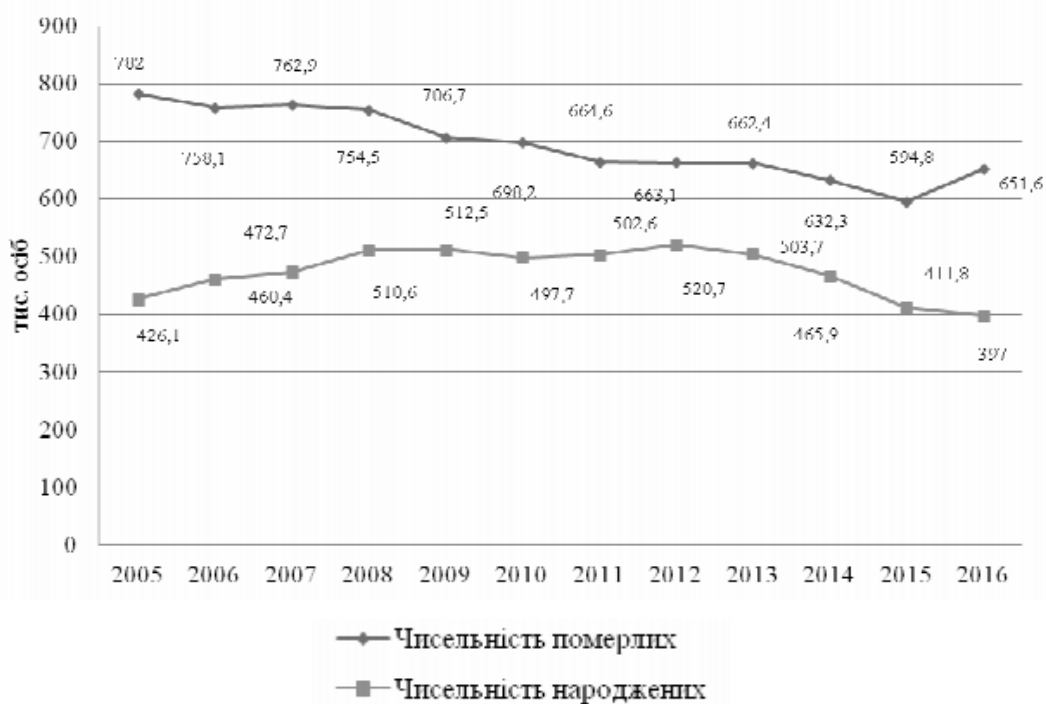


Рисунок 1.7 – Чисельність померлих та народжених в Україні у 2005-2016рр.[101]

Числове визначення показників захворюваності населення представено в табл. 1.2 [287].

Таблиця 1.2 – Основні показники загальної захворюваності населення [287]

№ п/п	Показник	Змістовна характеристика	Спосіб обчислення
1	Первинна захворюваність	Частота захворювань, виявлених уперше	$\frac{\text{Число хвороб, виявлених за звітний період уперше}}{\text{Середня чисельність населення}} \times 1000$
2	Загальна захворюваність (поширеність, хворобливість)	Частота хвороб серед населення	$\frac{\text{Число всіх хворіб, зареєстрованих у звітньому році}}{\text{Середня чисельність населення}} \times 10000$
3	Показники 1, 2 в розрізі форм хвороб, статі, віку, територій	Поширеність окремих хвороб у окремих груп населення	Спосіб 1, 2 стосовно відповідної групи населення
4	Частка окремих форм хвороб (груп) у складі всіх захворювань	Структура захворюваності	$\frac{\text{Число хвороб певної групи}}{\text{Загальне число хвороб}} \times 100$
5	Показники 4 в розрізі статі, віку, територій	Структура захворюваності окремих груп населення	Аналогічно способу 4
6	Середньоденний рівень захворюваності в окремі місяці певними хворобами	Сезонність захворюваності	$\frac{\text{Число хворіб певної форми в даному місяці}}{\text{Число днів у місяці}}$
7	Контингент осіб, що звернулися по меддопомогу	Частка населення, що звернулася по меддопомогу	$\frac{\text{Число осіб, які звернулися в поточному році}}{\text{Середня чисельність населення}} \times 1000$
8	Розподіл осіб, що звернулися, за кратністю звернень	Характеристика контингентів, що звертаються по меддопомогу	$\frac{\text{Число тих, що звернулися 1,2,3 або більше разів}}{\text{Число тих, які звернулися по допомогу}} \times 100$

На рисунку 1.8 наведено динаміку показників захворюваності населення України за період 2012-2016 рр. [245].

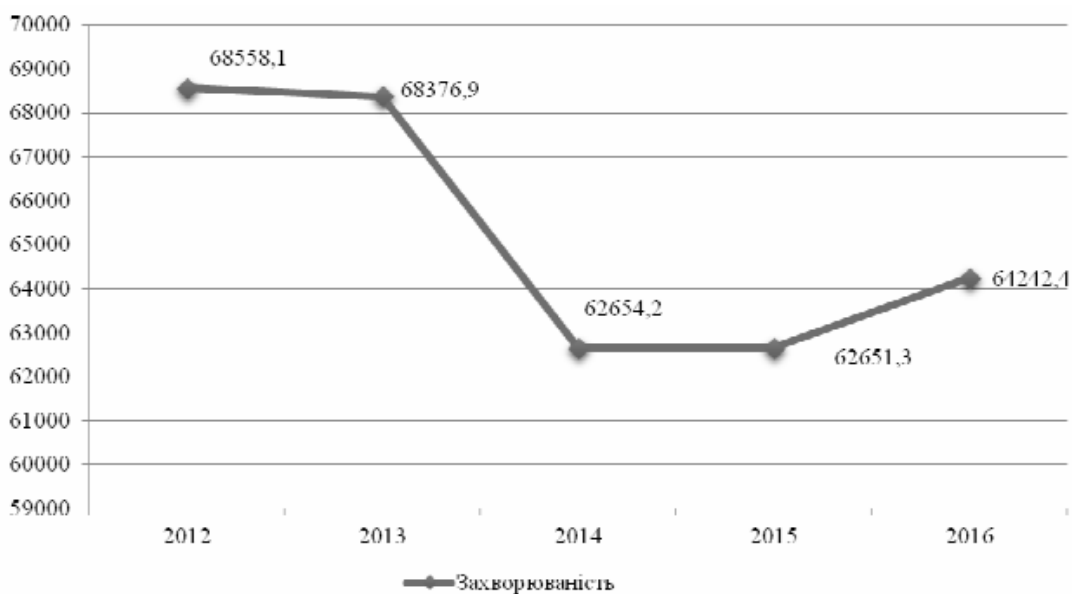


Рисунок 1.8 – Динаміка показників захворюваності населення України за період 2012-2016 рр. [245]

Наведена інформація, щодо динаміки професійної захворюваності та показників стану здоров'я населення зумовлюють необхідність спрямування екологічних досліджень на об'єктах нафтогазового комплексу в напрямку розроблення стратегії скорочення їх впливу на навколишнє природне середовище, зокрема приземний шар атмосфери в аспекті запобігання.

1.2.4 Екологічний і технічний ризик

Існує ряд методик визначення рівня екологічної безпеки на основі оцінки екологічного ризику [237, 276]. Такий підхід вважається одним з перспективних інструментів для прийняття управлінських рішень.

Поряд із оцінкою екологічної безпеки за компонентами навколишнього середовища, пропонується оцінювати рівень екологічної безпеки на основі оцінки ризику виникнення надзвичайних ситуацій природного і техногенного характеру [216]. На різних етапах життєвого циклу свердловин присутні високі рівні потенційного екологічного ризику, що зумовлено як технологічними процесами так і агресивністю наявних речовин. Екологічний ризик, як зазначено в праці В.В. Добровольського – це ймовірність несприятливих для

навколишнього середовища наслідків, будь-яких змін природних об'єктів і факторів, виникнення надзвичайних подій у певний проміжок часу, виражена кількісними параметрами [144]. Такими параметрами можуть бути наступні величини [301]:

- можливими натуральними показниками збитку, тобто кількість жертв та зруйнованих об'єктів, величина втраченого врожаю тощо;

- можливими розмірами погіршення якості природних ресурсів, деградації екосистем тощо;

- можливим рівнем забруднення природних середовищ тощо.

Оцінка екологічного ризику, яка носить прогностичний характер, проводиться трьома основними методами:

- методом аналогії, тобто порівняння з іншими подібними об'єктами, причому порівняння проводиться за одними параметрами;

- за статистичними даними на основі подібних явищ, які вже трапились тощо;

- теоретичним шляхом, тобто математичним моделюванням.

Техногенна складова екологічного ризику є найбільш поширеною і розуміється як ймовірність виникнення техногенних аварій, що здатні завдати істотної шкоди навколишньому середовищу або здоров'ю людей. Основні фактори екологічних ризиків для нафтогазовидобувної галузі можна згрупувати за рівнем організації виробництва, особливостями технологічних процесів та територіальним розміщенням.

Для визначення оптимального методу оцінки екологічного ризику необхідно враховувати походження факторів негативного впливу (явища), процеси у екологічній системі, якій нанесені збитки, кінцевий стан екосистеми (наслідки дії негативного фактору для компонентів навколишнього природного середовища (НПС) і здоров'я населення) [188].

В залежності від рівня існують особливості проведення аналізу екологічного ризику (таблиця 1.3) [188].

Таблиця 1.3 – Особливості проведення аналізу екологічного ризику на мікро – і макрорівнях [188]

Складові аналітичної процедури	Рівні дослідження об'єктів ризик-аналізу екологічності	
	Мікрорівень	Макрорівень
Мета	Оцінка прямих збитків від техногенного явища	Визначення наслідків від екологічних збитків для компонентів природно територіального комплексу
Модель аналізованої системи	Детерміновані функції відповідності	Функція імовірнісних характеристик
Загальний вигляд моделі	$Risk=M(x)$, де $M(x)$ – математичне очікування негативного явища	$Risk=P(x) \cdot M(x)$, де $P(x)$ – імовірність негативного впливу на компоненти природно-територіального комплексу
Кількісний аналіз	$Risk = \frac{1}{CL_{50}} \sum_{i=1}^n \frac{C_i}{ГДК_i}$ де CL_{50} – смертельна концентрація токсиканта у відході як критерій токсичності, C_i – вміст токсичних речовин у компонентах НПС	$Risk = (-P_i) \ln P_i$, де P_i - імовірність негативного впливу на i -й компонент НПС: $P_i = \frac{1}{\sqrt{2\pi} \cdot \sigma_{min} \cdot K} \cdot \exp \left[-\frac{1}{2\sigma_{min}^2} \cdot x \right]$ де K - значення класу небезпеки, σ_{min} - нормований показник

Вивченню питання управління екологічними ризиками присвячено праці зарубіжних авторів Pittinge С.А., Vachman R., Rutgers M., Faber J.H. [50,59], де наведено базові підходи до визначення ризиків для окремих випадків. Відомими компонентами системи управління ризиками є [285]:

- принципи управління ризиками: командність, інформативність, прогнозованість, інтеграція, документування;
- функції управління ризиками: планування, ідентифікація, контроль, оцінка, документування, обробка;
- методи управління ризиками: прогнозування, отримання інформації, творчі методи, оцінки, аналіз.

Особливе місце серед виробничих ризиків займають технічні ризики. Галузеві технічні ризики розглядаються в основному, фахівцями технічного

профілю при проектуванні і експлуатації устаткування і розглядають їх як небезпеки, відмови технічних пристроїв (устаткування). Водночас економічні наслідки технічних ризиків, прогноз розмірів збитку, обґрунтування превентивних заходів, управлінських рішень, спрямованих на запобігання або зниження втрат підприємства, що обумовлені технічними ризиками, з позицій менеджменту розроблені недостатньо [318].

В дослідженнях Н. А. Казакова технічний ризик визначається ступенем організації виробництва, проведенням превентивних заходів (регулярної профілактики устаткування, заходів безпеки), можливістю проведення ремонту устаткування власними силами підприємницької фірми [177]. До технічних ризиків відносяться:

- ймовірність втрат внаслідок негативних результатів науково-дослідних робіт;

- ймовірність втрат у результаті недосягнення запланованих технічних параметрів у ході конструкторських і технологічних розробок;

- ймовірність втрат у результаті низьких технологічних можливостей виробництва, що не дозволяє освоїти результати нових розробок;

- ймовірність втрат у результаті виникнення при використанні нових технологій і продуктів побічних або відстрочених у часі проявів проблем; ймовірність втрат у результаті збоїв і поломки устаткування і т. д.

На рисунку 1.9 наведено схему прогнозування екологічного та технічного ризиків. На даний час спостерігаються тенденції пониження ступеню екологічної безпеки в глобальному масштабі. Впровадження системи управління ризиками в нафтогазовій промисловості (як і у інших видах промисловості) в Україні, враховуючи загальний стан можна вважати, що є на початкових стадіях. Більшість підприємств або практично не застосовують ризик-менеджменту або застосовується лише по відношенню до фінансового та виробничого ризиків [285].

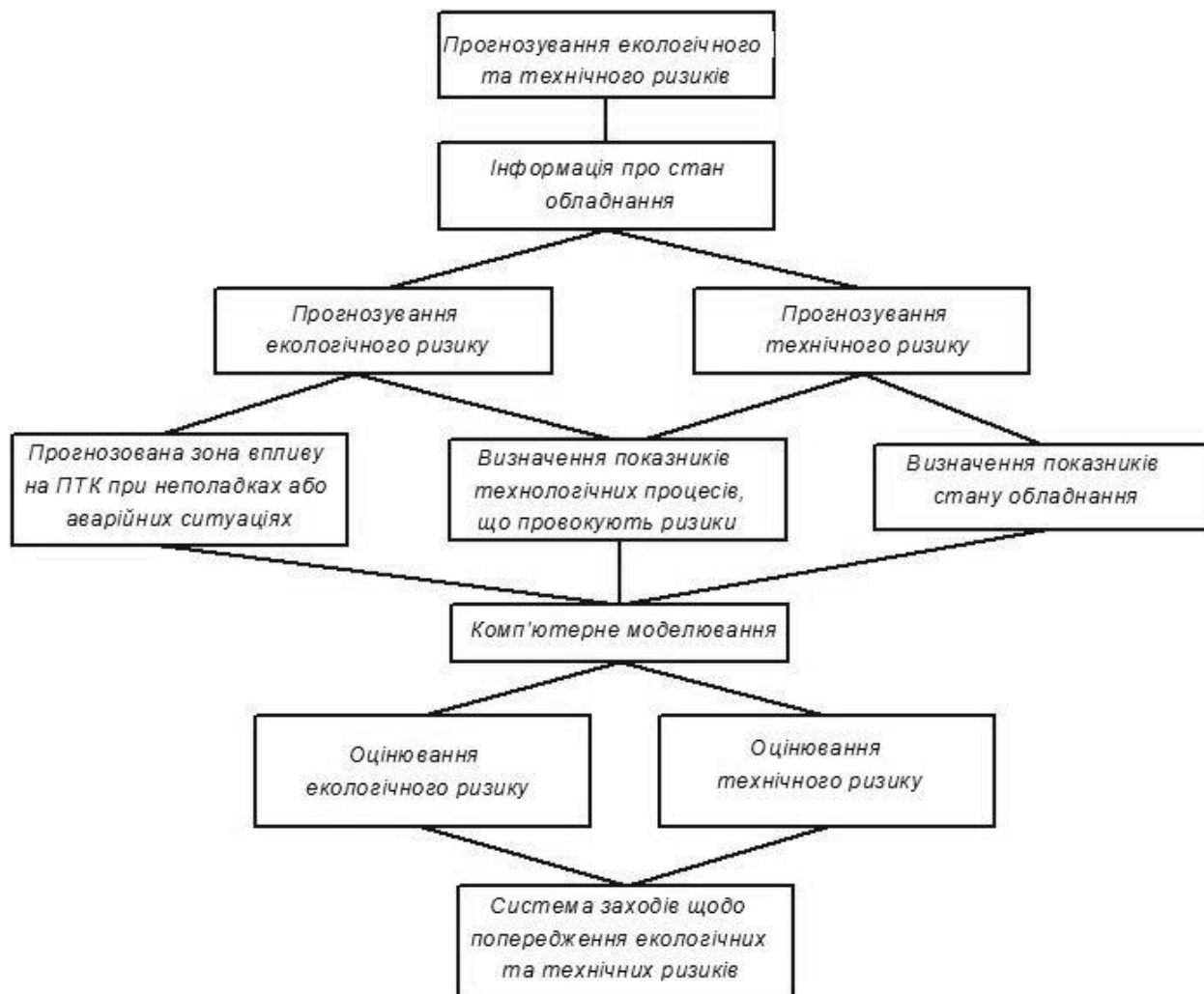


Рисунок 1.9 – Схема прогнозування екологічного та технічного ризиків

Тому, враховуючи масштабність потенційних впливів на довкілля спричинених об'єктами нафтогазовидобувної галузі, необхідним є розроблення інноваційних інструментів для можливості здійснення ризик менеджменту найбільш небезпечних ситуацій ще на етапах планування діяльності.

1.3 Аналіз законодавчої та нормативно-правової бази України та світові досягнення для підвищення безпеки на об'єктах нафтогазовидобутку

1.3.1 Основні аспекти законодавчої та нормативно-правової бази України з точки зору екологічної безпеки в галузі нафтогазовидобутку

Нафтогазовидобувні об'єкти, а зокрема нафтогазові свердловини відповідно до Закону України «Про об'єкти підвищеної небезпеки» належать до об'єктів підвищеної небезпеки, тому вони підлягають ідентифікації та обліку згідно з Порядком ідентифікації та обліку об'єктів підвищеної небезпеки, затвердженим постановою Кабінету Міністрів України від 11.07.2002 N 956 (956-2002-п) (НПАОП 0.00-6.21-02), та декларуванню безпеки згідно з Порядком декларування безпеки об'єктів підвищеної небезпеки, затвердженим постановою Кабінету Міністрів України від 11.07.2002 N 956 (НПАОП 0.00-6.22-02) [267,257]. Правила встановлюють вимоги безпеки під час будівництва та експлуатації, капітального ремонту та досліджень нафтових, газових та інших, пов'язаних з видобуванням нафти і газу, свердловин, промислового та міжпромислового збору нафти і газу, підготовки нафти і газу до транспортування магістральними трубопроводами.

Наказ від 15.03.2017 № 118 Міністерства екології та природних ресурсів про затвердження Правил розробки нафтових і газових родовищ регулює відносини суб'єктів господарювання та органів виконавчої влади та забезпечує комплексну і раціональну розробку родовищ вуглеводнів [266].

Постанова Верховної Ради України "Про основні напрями державної політики України у галузі охорони довкілля, використання природних ресурсів та забезпечення екологічної безпеки" від 5 березня 1998 року N 188/98-ВР визначає, що головними причинами, які призвели до загрожуючого стану довкілля, є [270]:

- застаріла технологія виробництва та обладнання, висока енергомісткість та матеріаломісткість, що перевищують у два - три рази відповідні показники розвинутих країн;

- високий рівень концентрації промислових об'єктів;

- несприятлива структура промислового виробництва з високою концентрацією екологічно небезпечних виробництв;

- відсутність належних природоохоронних систем (очисних споруд, оборотних систем водозабезпечення тощо), низький рівень експлуатації існуючих природоохоронних об'єктів;

- відсутність належного правового та економічного механізмів, які стимулювали б розвиток екологічно безпечних технологій та природоохоронних систем;

- відсутність належного контролю за охороною довкілля.

Згідно ISO 14001:2015 «екологічна політика» - це офіційна заява вищого керівництва організації про основні наміри та напрями діяльності в екологічній ефективності [155]. На даний час нафтогазова галузь заявляє про гармонізацію екологічної політики підприємств із положеннями Закону України «Про основні засади (стратегію) державної екологічної політики», Закону України «Про охорону навколишнього природного середовища», ДСТУ ISO 14001 Системи екологічного управління. Розроблені вимоги та настанови щодо застосування, однак проблеми екологічного характеру ще залишаються у значних масштабах [192].

Одним з кроків до можливості керувати станом нафтогазових свердловин зокрема на етапі виведення з експлуатації є облік свердловин. Згідно наказу комітету природних ресурсів «Про затвердження Порядку ведення обліку нафтових і газових свердловин» № 76 від 20.04.2005 облік нафтових та газових свердловин є складовою частиною системи обліку об'єктів державного фонду надр і проводиться для визначення стану й можливості розвитку мінерально-сировинної бази нафтогазової промисловості, планування робіт із геологічного

вивчення нафтогазоносних надр, оцінки можливості реліквідації і розконсервації свердловин з метою комплексного використання надр [264].

Облік нафтових і газових свердловин розпочато у 2005 році відповідно до постанови Кабінету Міністрів України від 16 грудня 2004 року за № 1696 в процесі реалізації проекту EIMIDA – Європейська інтеграція даних про мінеральні ресурси в співпраці ДНВП „Геоінформ України” та Геологічної служби Норвегії в рамках проекту. Головним завданням проекту є підвищення рівня відкритості геологічної інформації в Україні та надання доступу до неї широкому колу користувачів, у тому числі англомовних. Так на рис. 1.10 наведено карту з інформацією щодо обліку рідких горючих та газоподібних корисних копалин згідно «Геоінформ України» [225].

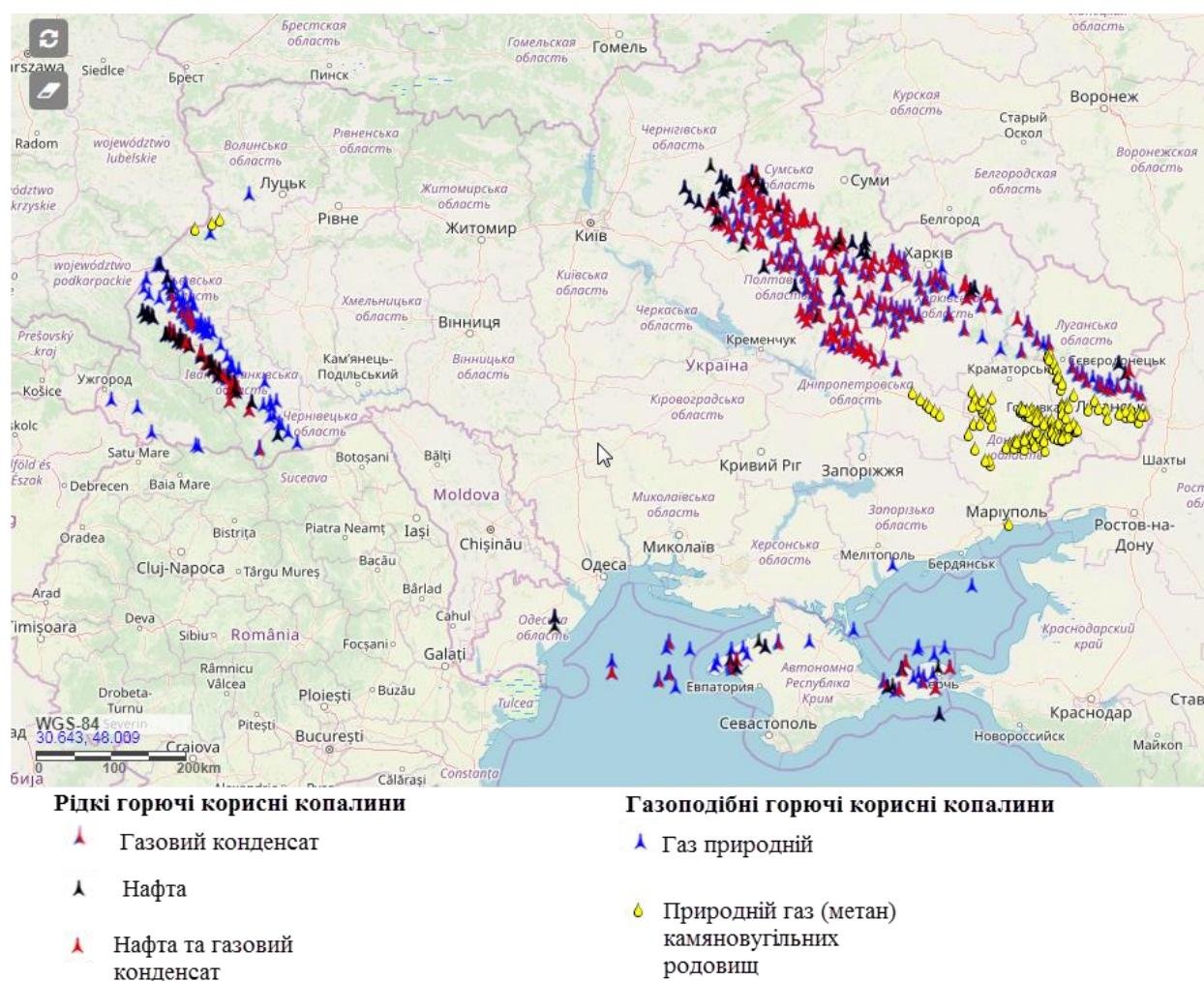


Рисунок 1.10 – Облік рідких горючих та газоподібних корисних копалин згідно «Геоінформ України» [225]

Цільове призначення робіт – забезпечення обліку параметричних, пошукових, розвідувальних та експлуатаційних нафтових і газових свердловин, котрі знаходяться на ділянках нафтогазоносних надр, у тому числі, що не використовуються [132]. Облік нафтових та газових свердловин забезпечується шляхом ведення Реєстру нафтових та газових свердловин. Реєстр – це інформаційна система, яка забезпечує реєстрацію, накопичення, оброблення і зберігання відомостей щодо основних характеристик свердловин.

Отже, в законодавчій базі присутній ряд інструментів регулювання екологічної безпеки в нафтогазовій галузі, однак на даний час відбувається узгодження ряду нормативних актів із Європейським законодавством. Існуючі вимоги згідно принципів сталого розвитку зумовлюють використання екоефективних підходів, які повинні чітко прослідковуватися в законодавчих та нормативно-правових актах.

1.3.2 Підходи керування екологічною безпекою в нафтогазовій галузі зарубіжних держав

Міжнародні екологічні стандарти ставлять високі та жорсткі вимоги до нафтогазовидобувних компаній, що ініціює перегляд існуючих методів видобування, виробництва та транспортування вуглеводнів. Одними з важливих вимог є прозорість в управлінні навколишнім середовищем даної галузі.

Причиною таких значних обмежень є глобальні екологічні проблеми, які найбільш широко проявляються в сучасному техногенному світі. В таких мегаполісах, як Пекін, де виникає проблема з нехваткою води та контроль за забрудненням повітря є головним обов'язком центрального управління, екологічні стандарти є надзвичайно строгі. Стандарти, що регулюють скид стічних вод, на даний час є найбільш складними в світі [71].

Сучасні передові нафтогазові підприємства намагаються використовувати структурований, систематичний підхід до безпеки при виконанні щоденних технологічних операцій. Проводиться оцінка всіх потенційних ризиків.

Основними стратегічними підходами до зниження екологічних ризиків компанія Total виділяє: складання сценаріїв аварій; аналіз найважливіших ризиків у деталях; впровадження планів дій щодо безпеки у відповідності до пріоритетної шкали, яка порівнює ступінь тяжкості з ймовірністю виникнення події [9].

Згідно даних звіту австралійських нафтогазових компаній APPEA за 2015-2016 роки показники аварійності значно знижуються при цьому скорочуються показники травматизму та втрат часу на ліквідацію аварійних ситуацій (рис. 1.11) [8].

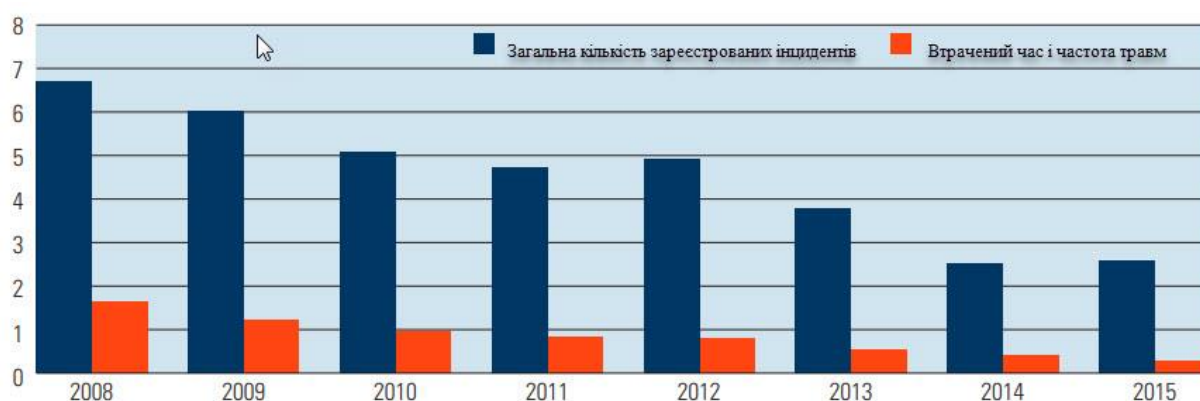


Рисунок 1.11 – Тенденції аварійних ситуацій та травматизму Австралійських нафтогазових компаній [8]

Досягнення ефективного регулювання з метою запобігання аварійним ситуаціям повинно базуватися на співпраці уряду та нафтогазової промисловості. При цьому APPEA пропонує виділити технічну частину, де буде описано профіль ризику та оперативну частину із зазначенням контрольних заходів, які повинен виконати персонал.

Дев'ять членів групи APPEA зареєстровані в системі екологічної мета-бази даних Industry-Government Environmental Meta-database (IGEM), яка працює з лютого 2016 року і дає можливість швидше ідентифікувати набори даних для екологічного планування та реагування на розливи нафтових плям [8].

Міжнародна асоціація нафтогазових компаній OGP звернулася до Європейського союзу з листом, в якому йдеться про звернення щодо підтримки

видобування газу, як більш екологічно чистого серед викопних та більш стабільного серед альтернативних джерел енергії [39].

Завдяки більш суворим управлінським принципам по відношенню до екологічної безпеки нафтогазові компанії за останні десять років добилися значних успіхів, однак рівень нульового забруднення є ще недосяжним. Зростання інвестицій в безпечне та екологічно чисте виробництво дозволило знизити частину ризиків, але залишається значний пласт проблем, які потребують системного комплексного підходу. Пропагується поліпшення корпоративних навичок в управлінні ризиками в галузі безпеки та навколишнього середовища на різних етапах життєвого циклу. Після вирішення явних зовнішніх проблем, наступним кроком для вдосконалення екологічного менеджменту є фронтальна частина в системі компанії – це безпосередньо персонал, який бере участь в технологічних операціях. Запропоновано нову модель забезпечення екологічної безпеки на виробництві, яка базується на конкретно визначених обов'язках працівників трьох рівнів [15]:

- фронтові працівники, які безпосередньо виконують роботу;
- радники з безпеки праці та навколишнього середовища на локальних рівнях;
- центральні співробітники з безпеки праці та навколишнього середовища, що координують безпеку та екологічні проблеми по всій організації.

Фронтові працівники повинні бути забезпечені інструментами та пройти відповідні тренінги, які дають змогу якісно реалізовувати принципи безпечного та екологічного виробництва. Для реалізації запропонованої моделі наведено п'ять кроків (рис. 1.12) [98].

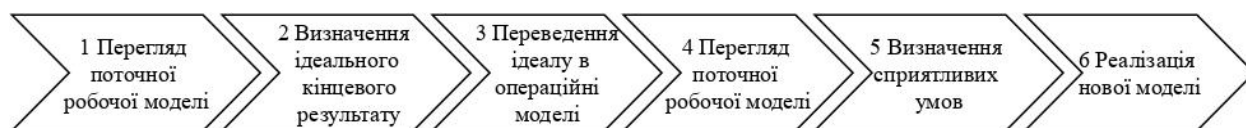


Рисунок 1.12 – П'ять кроків для реалізації нової моделі [98]

На даний час відбувається інтенсивне впровадження систем екологічного менеджменту в зарубіжних нафтогазових підприємствах, де компанії стараються співвіднести свою діяльність з концепцією стійкого розвитку та розвивати на підприємствах управління екологічною безпекою. Тому аналіз, систематизація існуючих проблем та вибір інноваційних шляхів вирішення екологічних проблем, що виникають нафтогазовій галузі є важливим етапом ефективного впровадження екологічного менеджменту.

1.3.3 Механізми забезпечення екологічного управління в нафтогазовій галузі України

Загострення проблем безпеки навколишнього середовища й промислового розвитку стало помітною рисою сучасного етапу науково-технічного прогресу. Зокрема в нафтогазовій галузі необхідно здійснити перегляд існуючих підходів для забезпечення належного екологічного рівня підприємств галузі.

«Конфлікт» між економічним розвитком і навколишнім природним середовищем спонукав уряди держав усього світу зосередити увагу на теорії «сталого розвитку» [98]. Зарубіжний досвід екологічного регулювання і методів управління природоохоронною діяльністю потребує адаптації для умов та можливостей його застосування в Україні з метою вдосконалення чинної системи управління природоохоронною діяльністю. У країнах Західної Європи економічні втрати від неефективного управління екологічними аспектами, за різними оцінками, сягають 3-5 % від ВВП; такі дані по Україні відсутні [99].

Одними з основних принципів Стратегії державної екологічної політики України на період до 2020 року визначено:

- посилення ролі екологічного управління в системі державного управління України з метою досягнення рівності трьох складових розвитку (економічної, екологічної, соціальної), яка зумовлює орієнтування на пріоритети сталого розвитку;

- врахування екологічних наслідків під час прийняття управлінських рішень, при розробленні документів, які містять політичні та/або програмні засади державного, галузевого (секторального), регіонального та місцевого розвитку;

- запобігання надзвичайним ситуаціям природного і техногенного характеру, що передбачає аналіз і прогнозування екологічних ризиків, які ґрунтуються на результатах стратегічної екологічної оцінки, державної екологічної експертизи, а також державного моніторингу навколишнього природного середовища [297].

На даний час нафтогазовидобувні підприємства України узгоджують свою діяльність з нормативними документами ЄС згідно розпорядження Кабінету Міністрів України від 28.04.2015 №346-р “Про схвалення розроблених Міністерством екології та природних ресурсів планів імплементації деяких актів законодавства ЄС в енергетичній сфері” та розпорядження Кабінету Міністрів України від 15.04.2015 №3721-р “Про схвалення розроблених Міністерством екології та природних ресурсів планів імплементації деяких актів законодавства ЄС ” [192,272].

Сертифікація впроваджених систем екологічного управління стає однією з головних вимог до підприємств, які прагнуть посилити свої позиції на світовому ринку [98]. На сучасному етапі екологічна політика є одним з пріоритетних напрямків розвитку нафтогазових компаній як України так і світу. Впровадження системи екологічного управління на підприємствах галузі має досить потужну мотивацію. У чисто виробничому плані знижуються на систематичній основі виробничі й експлуатаційні витрати, витрачається менше енергії та ресурсів, з'являються додаткові можливості для виконання заходів, спрямованих на запобігання виникненню надзвичайних ситуацій із значними екологічними наслідками [322].

Основним стимулом для екологізації енергетичної сфери та практичним механізмом удосконалення національного законодавства в контексті вимог трьох конвенцій ООН (про зміну клімату, біологічне різноманіття та опустелювання), прийнятих 1992 року на Саміті Землі у Ріо-де-Жанейро, мають стати реалізація

цілей та завдань «Основних засад (стратегії) державної екологічної політики України на період до 2020 року» та його адаптація до енергетичного та екологічного законодавства Європейського Союзу [176]. Так, одними з основних принципів національної екологічної політики визначено [268]:

- посилення ролі екологічного управління в системі державного управління України;

- врахування екологічних наслідків під час прийняття управлінських рішень;

- міжсекторальне партнерство та залучення зацікавлених сторін;

- запобігання надзвичайним ситуаціям природного і техногенного характеру;

- забезпечення екологічної безпеки і підтримання екологічної рівноваги на території України;

- сталий розвиток;

- участь громадськості та суб'єктів господарювання у формуванні та реалізації екологічної політики;

- доступність, достовірність та своєчасність отримання екологічної інформації;

- державна підтримка та стимулювання вітчизняних суб'єктів господарювання, які здійснюють модернізацію виробництва, спрямовану на зменшення негативного впливу на навколишнє природне середовище.

В Енергетичній стратегії України на період до 2030 р. згідно основних регулюючих нормативних актів ЄС визначається необхідність безпечного та надійного функціонування енергетичної системи, поліпшення екологічної ситуації під час вироблення та транспортування енергопродуктів, моніторинг рівня радіоактивності в навколишньому середовищі та впровадження екологічного аудиту на енергопідприємствах [134,135, 139, 140, 141, 142, 161].

В Україні на переважній більшості техногенних об'єктів механізм управління в галузі екологічної безпеки базується на подоланні негативних екологічних наслідків. Однак, сучасні вимоги, які ставить перед собою

суспільство для збереження довкілля на благо прийдешніх поколінь вимагають розробляти схеми запобігання надзвичайним ситуаціям природного і техногенного характеру.

Сучасні технології експлуатації технічних систем в своїй основі містять досить прості принципи, що базуються на забезпеченні передбачуваної керованої надійності та прозорості всього виробничого комплексу за допомогою ідентифікації можливих ризиків [313].

При розслідуванні аварійних ситуацій на об'єктах нафтогазового комплексу, основними причинами їх виникнення найчастіше визначають людський фактор, що супроводжується порушенням норм і правил експлуатації обладнання, при цьому не достатня увага надається ступеню зносу обладнання. Такі дані свідчать про відсутність компетентності в питаннях встановлення причин аварійності, а тим більше в питаннях екологічної та соціальної безпеки. [313]. Найчастіше на підприємствах працює схема: аварійна ситуація → облік економічних збитків → визначення соціального збитку (якщо пред'явлено позов) → визначення екологічного збитку (якщо пред'явлено позов). Необгрунтовані дані щодо ймовірностей аварійних ситуацій та наслідків (економічних, соціальних та екологічних) або одностороння оцінка виникнення небажаної події без системного встановлення всіх можливих наслідків є основною проблемою при визначенні ризиків.

Серед недоліків існуючої системи екологічного управління Витвицький Я.С. та Кернична А.Є. виділяють наступні [115]:

- плата здійснюється вже після нанесення збитків навколишньому середовищу;
- ставки платежів майже завжди встановлюються централізовано, а не з урахуванням реальних ринкових процесів;
- часто в реалізації існуючого механізму ускладнюючим є “людський фактор” на стадіях узгодження, вирішення та затвердження, що не виключає можливість корупції;

- даний механізм не стимулює використання підприємствами сучасних природоохоронних технологій.

Згідно проведених досліджень на основних нафтогазових підприємствах території Західного нафтогазозного регіону два напрямки проблеми: функціональні та управлінські [295]. Основними характеристиками функціональних проблем є: нераціональне природокористування з відповідними наслідками; екстернальні, що супроводжується зниженням ефективності підприємств. Управлінські проблеми характеризуються: низький рівень екологічного контролю та відповідальності; відсутність належного стимулювання охорони навколишнього середовища.

Як зазначають автори С.О. Сторчак, В.Г. Маслюченко, В.В. Дмитрик НАК Нафтогаз Україна серед основних завдань для адаптації національного законодавства до стандартів Європейського Союзу в рамках Угоди про асоціацію між Україною та ЄС у сфері природоохоронної діяльності визначає: мінімізацію негативного впливу на навколишнє середовище та сталий економічний розвиток із максимально раціональним використанням природних ресурсів. У затверджених нормативних документах Компанії встановлюються основні принципи Екологічної політики: відповідальність та свідомість, баланс між економічними, екологічними та соціальними інтересами, ефективний екологічний менеджмент, застосування найкращих сучасних технологій, принцип превентивних заходів, підвищення рівня екологічної освіти та культури, відкритий доступ до інформації та прозорість рішень [296].

Ефективність реалізації екологічної політики можлива за умови створення системи екологічного менеджменту та аудиту, що має сприяти підвищенню загальної ефективності природоохоронної діяльності. Найперспективнішим шляхом розв'язання екологічних проблем промислового виробництва є системний підхід в екологічному управлінні – внутрішньо мотивована ініціативна діяльність суб'єктів господарювання, спрямована на досягнення їхніх екологічних цілей і завдань [99]. Крім того, необхідна розробка нових механізмів вирішення питань промислової та екологічної безпеки. На даному

етапі здійснюється становлення екологічної політики в загальну систему менеджменту нафтогазових компаній. На всіх етапах життєвого циклу повинен застосовуватись системний підхід, який є ключовим для ефективного процесу екологізації підприємств галузі.

1.4 Обґрунтування напрямку досліджень і постановка завдань

В умовах сучасного розвитку виробництва виникає необхідність подолання або, хоча б часткової, мінімізації виявлених суперечностей між рівнем технологічного процесу та засобами, які підтримують екологічну безпеку життєдіяльності людини та захищають її здоров'я від негативних наслідків функціонування промисловості [98].

Збільшення обсягів світового видобутку нафти і газу супроводжується як використанням сучасних методів інтенсифікації виснажених родовищ, так і пошуком нових високо дебетних покладів. При цьому зростає кількість пробурених свердловин, які несуть потенційний екологічний ризик довкіллю. Ці об'єкти створюють загрозу навколишньому природному середовищу як при регламентованих технологічних процесах, так і під час аварійних ситуацій. Окремі етапи життєвого циклу нафтогазових свердловин за визначеним переліком показників контролюються щодо впливу на довкілля. Однак, окремий перелік впливів не враховується при розробленні стратегії екологічної безпеки на підприємствах нафтогазової галузі.

Незважаючи на постійне вдосконалення обладнання, засобів і систем аварійної діагностики і захисту в процесі життєвого циклу нафтогазових свердловин, існує можливість виникнення некерованих або погано керованих явищ і процесів, що класифікуються як аварія і становлять особливу небезпеку для біосфери і, перш за все, для населення [326]. Практика зарубіжних нафтогазових компаній показує необхідність розробки прогнозних систем для можливості швидкого та чіткого реагування при виникненні аварійних ситуацій та надання особливої уваги превентивним заходам.

Комплексний техногенний вплив на компоненти навколишнього природного середовища часто може мати незворотні негативні наслідки. Досвід останніх 10 років свідчить, що економічні, екологічні та соціальні проблеми не можна вирішувати ізольовано одну від одної. Передбачення та попередження проблем шляхом планування та прогнозування є більш економічно вигідним, порівняно з витратами на ліквідацію їх наслідків [142]. Виникає потреба розвивати екологічний менеджмент превентивного характеру, де пріоритетним аспектом є орієнтація на запобігання виникненню небезпечних процесів для навколишнього природного середовища в ході виробничих процесів. Управлінські підходи, що базуються на ліквідації шкідливих ефектів, які вже виникли необхідно реформувати у запобіжні. Такі трансформації управління екологічною безпекою необхідно реалізовувати шляхом модернізації сучасного виробництва з використанням екоефективних технологій та підходів, а також удосконаленні взаємозв'язків інституціональної системи суспільства з навколишнім природним середовищем. Система екологічного менеджменту є інструментом розробки і впровадження екологічної політики та управління екологічними аспектам з метою забезпечення екологічної безпеки населення і навколишнього середовища.

Аналіз існуючого стану системи запобігання небезпечних ситуацій на об'єктах нафтогазового комплексу показує необхідність вдосконалення існуючої системи, яка б дозволила уникнути виявлених недоліків. Для вирішення даної проблеми на рисунку 1.13 наведено алгоритм розв'язку поставлених завдань.

Тому дисертаційну роботу присвячено вирішенню актуальної науково-прикладної проблеми – запобігання розвитку екологічно-небезпечних процесів на етапах життєвого циклу нафтових і газових свердловин визначення переліку впливових факторів, вибору методів і засобів їх контролю та регулювання інтенсивності розповсюдження поллютантів при регламентованих виробничих умовах, а також розроблення інструментів прийняття управлінських рішень під час виникнення екстремальних ситуацій.

Для досягнення поставленої мети в дисертаційній роботі вирішуються наступні завдання:

1. Аналіз досвіду та сучасних підходів в управлінні природно-техногенною безпекою об'єктів нафтогазового комплексу.
2. Створення методологічних основ дослідження і розроблення ефективної системи управління та запобігання екологічно небезпечним процесам в життєвому циклі нафтогазових свердловин.

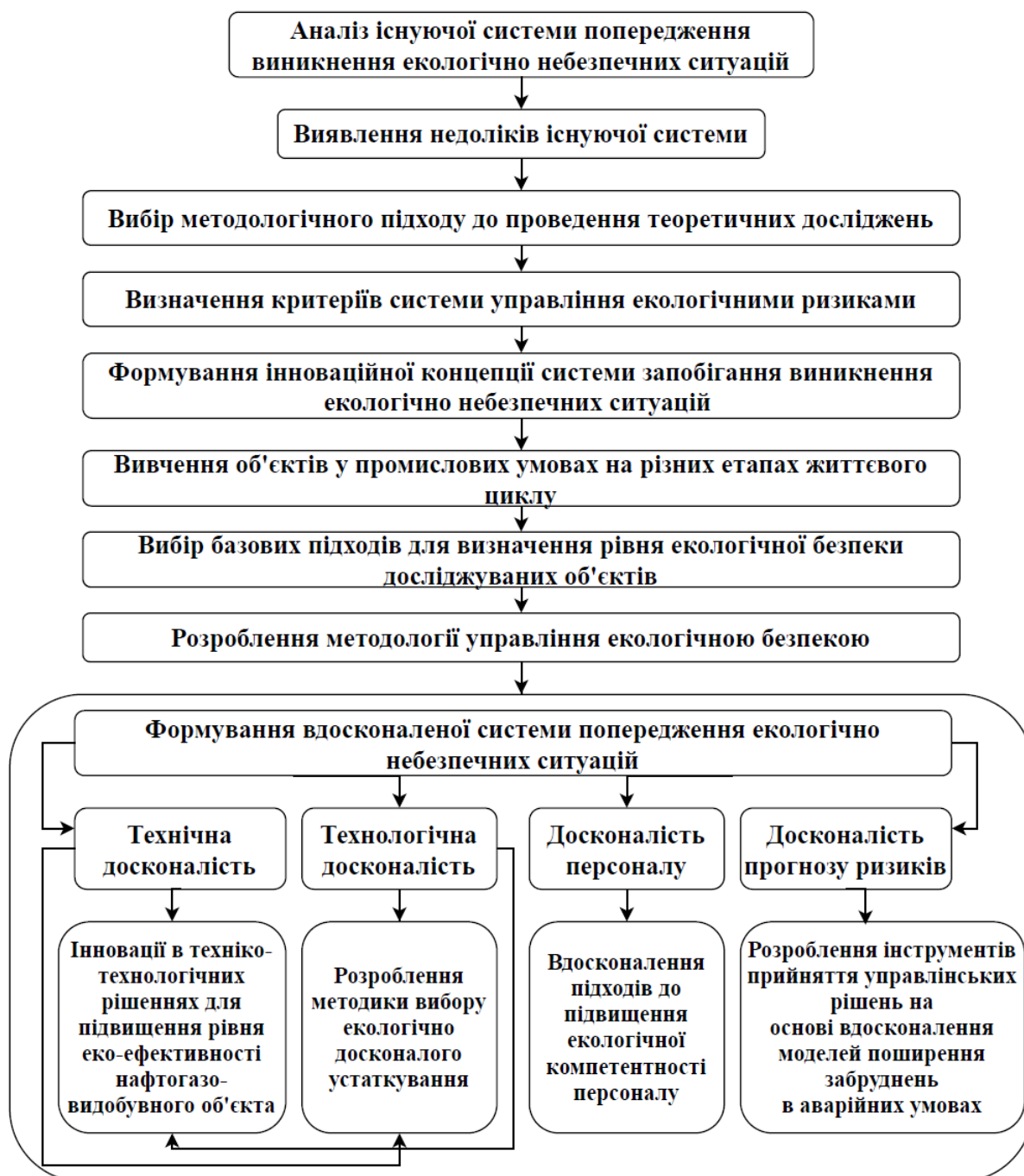


Рисунок 1.13 – Алгоритм розробки нової системи попередження екологічно-небезпечних ситуацій на об'єктах нафтогазовидобутку

3. Аналіз умов виникнення аварійних нафтових та газових фонтанів.
4. Розроблення та вдосконалення математичного інструментарію для створення системи прогнозування екологічних ризиків при аварійному режимі роботи нафтогазових свердловин.
5. Розроблення засобів прийняття управлінських рішень під час виникнення аварійних ситуацій на нафтогазових свердловинах для прогнозування ризиків на потенційних територіях впливу.
6. Перевірка та апробація запропонованих методів і заходів для вирішення практичних завдань у комплексному запобіганні розвитку небезпечних процесів на нафтогазових свердловинах.
7. Розроблення теоретико-методологічних основ та стратегії мінімізації забруднення навколишнього середовища на етапах життєвого циклу об'єктів видобування нафти і газу.
8. Розроблення моделі управління екологічною безпекою нафтогазової свердловини з метою запобігання надходженню поллютантів в навколишнє природне середовище.
9. Удосконалення схеми насосно-циркуляційної системи для запобігання потраплянню шкідливих речовин бурового розчину в довкілля.
10. Вдосконалення конструкцій очисного та діагностичного устаткування свердловинного інструменту для підвищення рівня екологічної безпеки умов його експлуатації.
11. Розроблення рекомендації щодо підвищення екологічної безпеки на різних етапах життєвого циклу нафтогазових свердловин.

РОЗДІЛ 2

ТЕОРЕТИКО – МЕТОДОЛОГІЧНІ ЗАСАДИ ПРИРОДНО-ТЕХНОГЕННОЇ БЕЗПЕКИ НАФТОГАЗОВИДОБУВНИХ ОБ'ЄКТІВ

2.1 Системний підхід для вивчення стану довкілля в межах впливу окремих нафтогазовидобувних об'єктів

2.1.1 Методологія системного підходу для завдань забезпечення екологічної безпеки нафтогазовидобувних об'єктів

Об'єкти нафтогазовидобутку в ході свого життєвого циклу здійснюють багатосторонній вплив на довкілля. Кожен етап циклу характеризується масштабами, природою, тривалістю, інтенсивністю впливу тощо. Для визначення найбільш доцільних підходів запобігання негативним наслідкам нафтогазовидобувного процесу важливо врахувати всі найвагомші чинники, що створюють потенційний ризик появи екологічно небезпечних ефектів в довкіллі. В такому випадку доцільно використовувати методологію системного підходу, яка дає можливість дослідити об'єкт як цілісної множини елементів в сукупності відношень і зв'язків між ними [81].

Згідно наукової праці О. Кустовської методологічна специфіка системного підходу полягає в тому, що метою дослідження є вивчення закономірностей і механізмів утворення складного об'єкта з певних складових [196]. Системний аналіз, як складова системного підходу, дозволяє розділити складне завдання на сукупність простих, розчленувати складну систему на елементи з урахуванням їх взаємозв'язку. Таким чином, системний аналіз є процесом послідовної декомпозиції вирішуваної складної проблеми на взаємозв'язані одиничні проблеми [215].

Стан довкілля в межах розташування нафтогазовидобувних об'єктів піддається інтенсивним впливам на різні середовища (рис. 2.1). В таблиці 2.1 наведено зміни навколишнього середовища в процесі техногенного впливу нафтогазовидобутку [283].

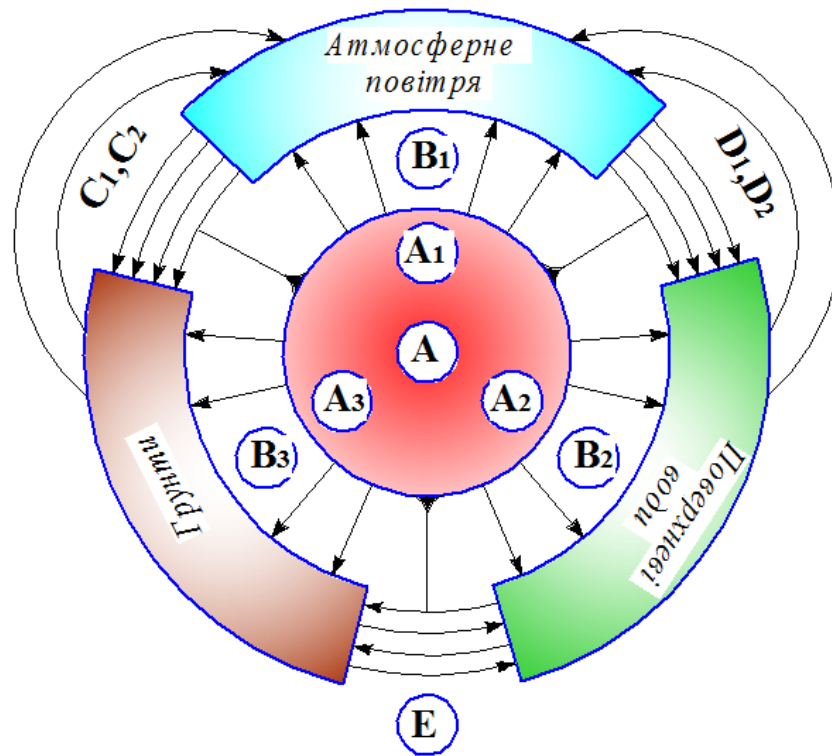


Рисунок 2.1 – Схема динаміки взаємодії нафтогазовидобувних об’єктів з навколишнім природним середовищем: А- джерела негативного впливу (ДНВ); А1 – ДНВ на атмосферу; А2 - ДНВ на водні території; А3 - ДНВ на ґрунтовий покрив; В1, В2, В3 – шляхи міграції поллютантів від ДНВ, відповідно, в атмосферне повітря, поверхневі води та ґрунти; С1, С2 – вторинна міграція поллютантів з поверхні ґрунтів в атмосферне повітря, шляхом випаровування або горіння; D1, D2 – вторинна міграція поллютантів з водної поверхні в атмосферне повітря, шляхом випаровування або горіння; Е – вторинна міграція поллютантів в системі «ґрунт – поверхневі води»

Для вивчення такої системи необхідно визначити достатню кількість інформативних показників для адекватного опису на кожному її рівні та етапі життєвого циклу. Важливим критерієм для вибору та обмеження площі дослідження є встановлення розмірів території, де присутній потенційний екологічний ризик (наприклад при виникненні аварійних ситуацій) та виділення екосистем, на які постійно здійснюється вплив при регламентованій роботі з визначенням концептуальних зв’язків (рис. 2.2).

Таблиця 2.1 – Зміни навколишнього середовища в процесі техногенного впливу нафтогазовидобутку [283].

Середовище впливу	Наслідки техногенного впливу
Геологічне середовище. Ендогенні процеси	<ul style="list-style-type: none"> - Зміна режиму нафтогазовмісних пластів: температури, тиску, хімічного складу флюїду, співвідношення вода-нафта-газ, вторинне мінералоутворення, сульфатпродукція, утворення водню і сірководню тощо. - Міжпластові перетоки флюїдів, що тягне виснаження запасів вуглеводнів, утворення нових «техногенних» покладів, перерозподіл пластових тисків тощо. - Зміна хімічного складу і режиму глибоких водоносних горизонтів. - Зміна інженерно-геологічних умов родовища. - Відтік частини рідини і газу з надр на поверхню під час тектонічної активізації, негерметичності, причини виходу газу, нафти, пластової води на поверхню, грифоутворення, карстоутворення, утворення провалів, забруднення і засолення ґрунтових вод.
Геологічне середовище. Екзогенні процеси.	<ul style="list-style-type: none"> - Ерозія площинна, лінійна берегова, руслова, ярова; - Дефляція. - Просідання поверхні, утворення пагорбів, насипів, виїмок, кар'єрів. - Кріогенез. - Заболочування, підтоплення, осушення, деградація боліт.
Атмосферне повітря	<ul style="list-style-type: none"> - Збільшення запиленості атмосфери. - Утворення смогів, масляного туману. - Збільшення концентрації в повітрі забруднюючих речовин: метану і його гомологів, легких нафтових фракцій, поліциклічних ароматичних вуглеводнів (в т.ч. 3,4 бензпірен), окислів сірки, сірководню, оксидів азоту, оксидів вуглецю, меркаптанів та інших токсичних сполук.
Поверхневі і ґрунтові води	<ul style="list-style-type: none"> - Забруднення поверхневих вод і донних відкладень: нафтою, сірководнем, важкими металами, іншими токсичними сполуками. - Евтрифікація водойм. - Утворення штучних озер, стариць, водотоків і водоймищ. - Забруднення ґрунтових вод: нафтою і нафтопродуктами, соленими водами, іншими токсичними сполуками. - Виснаження водоносних горизонтів.

Продовження таблиці 2.1

Середовище впливу	Наслідки техногенного впливу
Ґрунти	Зняття або механічне пошкодження родючого шару. - Забруднення ґрунту: нафтою і нафтопродуктами, пластовими водами, солями, продуктами неповного згоряння газу, конденсату, нафти, в т.ч. поліциклічними ароматичними вуглеводнями, токсичними речовинами з амбарів, іншими токсичними сполуками, радіоактивними речовинами. - Зміна морфології і фізичних властивостей ґрунтового профілю: деградація генетичного профілю ґрунтів, утворення насипних техногенних горизонтів ґрунтів, цементація, гудронізація, оглеєння тощо.
Ґрунти	- Зміна фізико-хімічних властивостей ґрунтів: лужно-кислотних, окисно-відновних, складу поглинених катіонів. - Трансформація ґрунтового біоценозу. - Зміна продуктивності (родючості) ґрунтів. - Надходження додаткових поживних речовин, збільшення родючості.
Рослинний і тваринний світ	- Деградація лісу: в результаті вирубки, внаслідок хімічного впливу. - Лісові пожежі. - Деградація трав'янистої і кущової рослинності. - Посилення зростання трав'янистої і кущової рослинності, явище гігантизму. - Поява вторинних рослинних угруповань. - Накопичення в рослинах токсичних елементів і сполук. - Зникнення і вимирання іхтіофауни в річках і водоймах. - Збіднення видового складу і зменшення чисельності птахів і ссавців.

Дослідження системи «нафтогазова свердловина - навколишнє природне середовище» варто здійснювати з точки зору методу структурного розбиття на окремі проміжки часу – етапи життєвого циклу.

Дослідження системи «нафтогазова свердловина - навколишнє природне середовище» варто здійснювати з точки зору методу структурного розбиття на окремі проміжки часу – етапи життєвого циклу. Кожен етап необхідно вивчати з точки зору екологічної безпеки та визначати об'єкти та процеси, що потребують вдосконалення для підвищення екологічних показників виробництва. Важливим є оцінка та прогнозування небезпечних екологічних явищ на виробництві для запобігання їх виникненню, що є більш економічно вигідним.

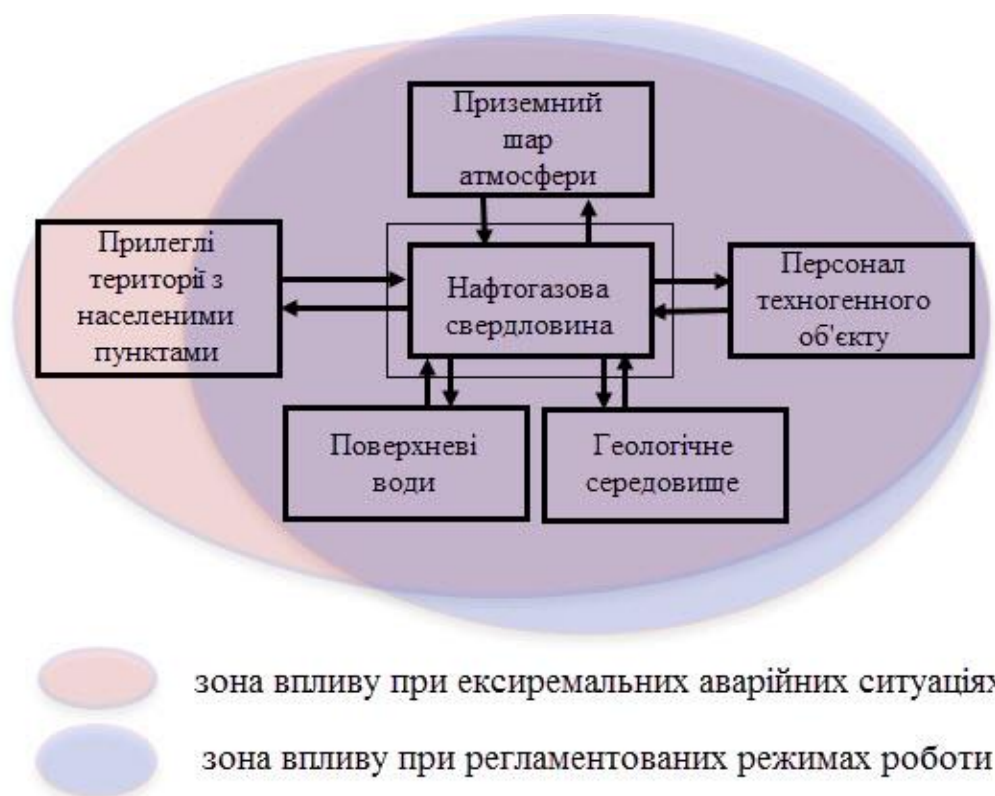


Рисунок 2.2 – Концептуальне визначення зовнішніх зв'язків системи «нафтогазова свердловина - навколишнє природне середовище»

Процес системного дослідження нафтогазовидобувних об'єктів з метою підвищення їх екологічної безпеки доцільно проводити згідно схеми (рис. 2.3) [215].

На першому етапі згідно (рис. 2.3) проводиться вибір методу досліджень, який є найбільш оптимальним для проблем, що необхідно вирішити. Етап постановки завдань та обмеження ступеня їх складності потребує спрощення завдань, визначення найбільш доцільних вирішень, а також врахування всіх важливих зв'язків з початковою проблемою.

Етап визначення ієрархії цілей і завдань дослідження визначає ієрархію важливості завдань з поділом на основні та другорядні. Етап вибору шляхів вирішення завдань формує підходи та математичний апарат, яким доцільно скористатися для вирішення досліджуваного завдання. Моделювання проводиться для обраної проблеми та взаємозв'язків між різними її аспектами. Оцінка можливих стратегій припускає або використання одержаних на

попередніх етапах результатів або повернення до етапу вибору шляхів розв'язання задачі та/або встановлення ієрархії цілей та задач.

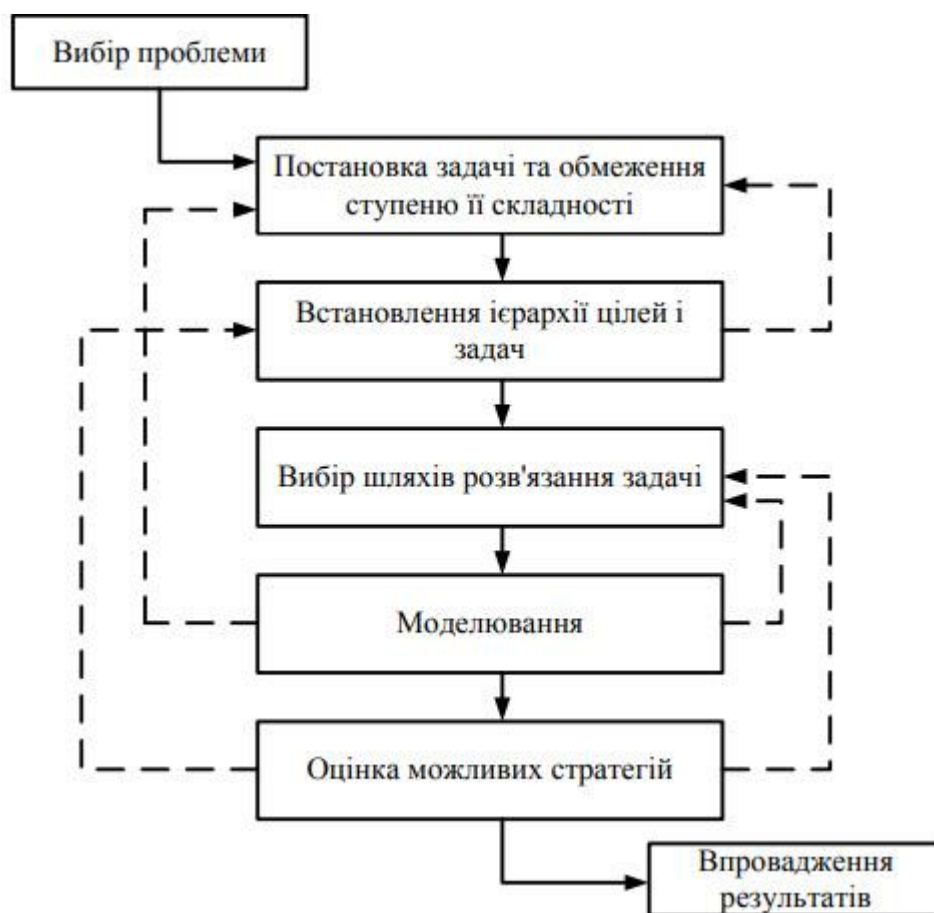


Рисунок 2.3 – Принципова схема системного аналізу для вирішення екологічних задач [215]

Впровадження результатів на практиці є завершальним етапом, де може виявитись необхідність корегування та повернення на попередні етапи для врахування всіх недосконалостей, що були виявлені.

2.1.2 Алгоритм проведення системного аналізу стану окремих компонентів довкілля території впливу нафтогазовидобувної свердловини

Проведення дослідження, а зокрема системного аналізу потребує формування алгоритму його проведення, який найбільш повно враховує потреби проблеми, що вирішується – в нашому випадку аналізу стану довкілля території

впливу нафтогазовидобувної свердловини для формування концепції екологічної безпеки досліджуваних нафтогазовидобувних об'єктів. На рис. 2.4 наведено алгоритм розв'язання задач системного дослідження, який може корегуватися в залежності від конкретної проблеми [215].

Дослідження впливу нафтогазовидобувних об'єктів (наприклад нафтогазовидобувної свердловини) на навколишнє природне середовище є складною системою, що потребує структуризації. Проблематика даного питання стосується забезпечення ефективності нафтогазовидобування з врахуванням вимог сталого розвитку, що включають енергоефективність, економічність та екологічність. Основними цілями є:

- скорочення надходження шкідливих речовин у різні середовища (грунти, водні об'єкти, приземний шар атмосфери);

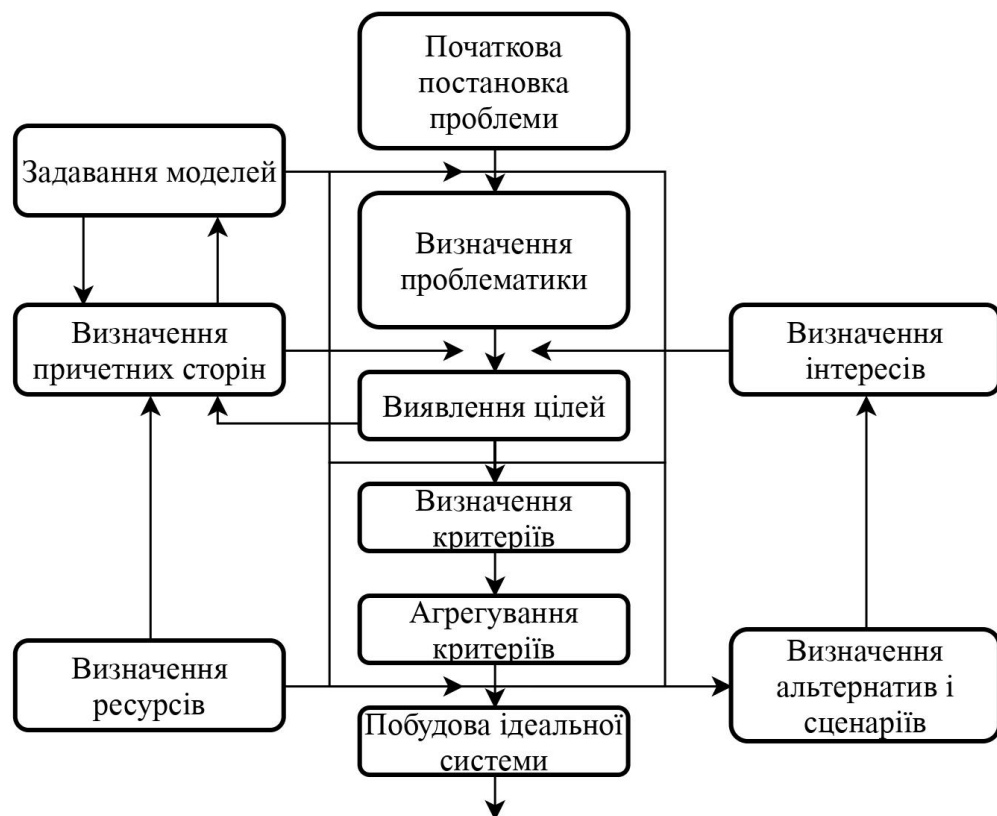


Рисунок 2.4 – Узагальнений алгоритм розв'язання задач системного дослідження [215]

- зменшення шкідливого впливу на персонал та населення прилеглих територій;

- запобігання екологічно-небезпечним процесам при нафтогазовидобутку.

Розв'язання проблеми скорочення емісій під час експлуатаційних процесів устаткування нафтогазового комплексу, а зокрема нафтогазових свердловин, передбачає ряд послідовних етапів, які наведені на рис. 2.5.

Першим пунктом, згідно блок-схеми, яка представляє алгоритм проведення системного аналізу є визначення джерел надходження шкідливих речовин, що зумовлює дослідження як явно виражених джерел, так і тих, що можуть з'являтися при виникненні нештатних ситуацій.

Теоретичні дослідження передбачають аналіз існуючих праць та методик щодо проблемного питання з виділенням невирішених елементів. Дослідження на об'єктах, в нашому випадку нафтогазових свердловинах, передбачає оцінку фактичного стану щодо проблемного питання та збір інформації. Це дозволить здійснити вибір методики та структурувати і деталізувати подальші дослідження з встановленням об'єкту чи процесу для вдосконалення.

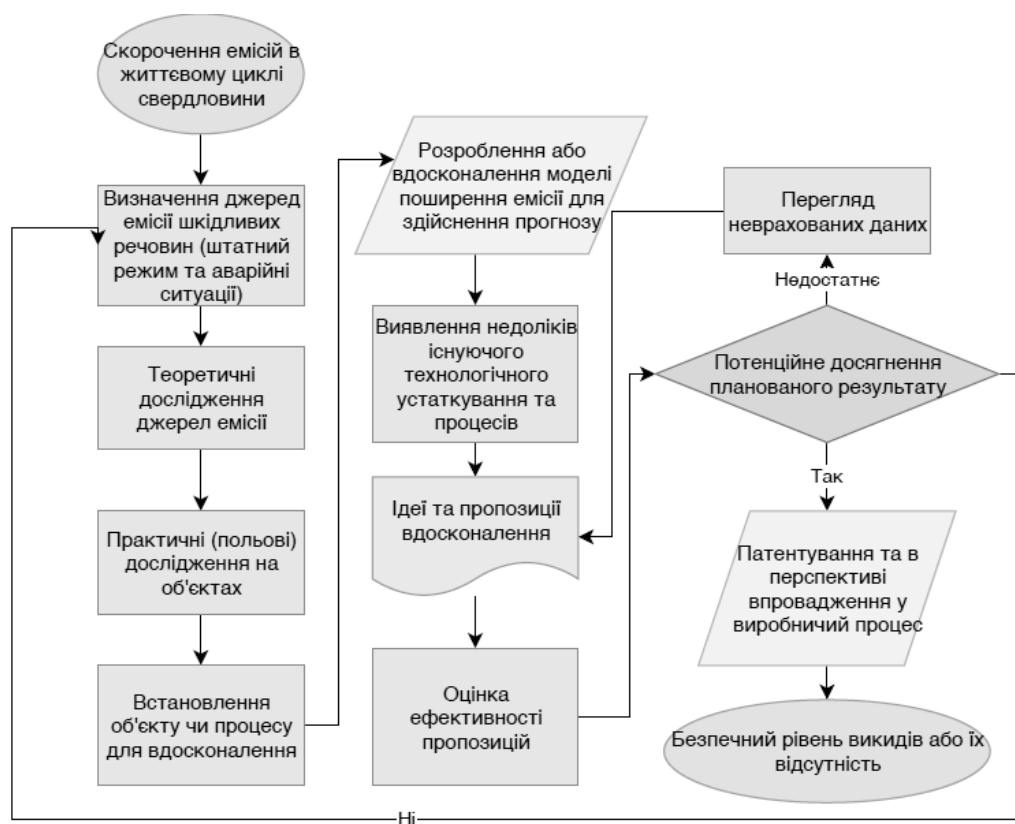


Рисунок 2.5 – Блок-схема основних етапів підвищення рівня екологічної безпеки устаткування нафтогазовидобувного комплексу

Наступний етап передбачає розроблення моделі поширення поллютантів для прогнозування, яке дасть змогу розробити сценарій запобігання значного враження компонентів довкілля. Проведення попередніх етапів дозволить визначити об'єкти чи процеси, які потребують вдосконалення, на основі чого буде проведено встановлення недоліків існуючого устаткування чи технологічного процесу з подальшими пропозиціями щодо вдосконалення.

Теоретичне дослідження ефективності пропозицій дозволить здійснити прогноз потенційного досягнення поставленої цілі та за необхідності буде проведено додатковий аналіз даних, що не були включені при попередніх дослідженнях та проведено додаткові етапи для усунення виявлених недоліків. Досягнення необхідного результату буде супроводжуватися одержанням документації щодо інтелектуальної власності та в перспективі впровадженням в технологічний процес, що дозволить досягнути безпечного рівня викидів або його відсутності на об'єкті нафтогазового комплексу.

Відмови обладнання, відхилення від технологічних режимів, недосконалість, помилки персоналу, зовнішні впливи та ще ряд супутніх факторів зумовлюють необхідність дослідження рівня екологічної безпеки процесу нафто-газовидобутку як багатофакторної системи.

Технологічні процеси нафто-газовидобутку характеризуються багатокомпонентним складом робочих середовищ (бурові розчини, флюїди, що видобуваються та інші технологічні рідини), які можуть містити токсичні компоненти та бути горючими. Ці фактори, сумуючись, створюють ризик враження як персоналу, так і прилеглих територій з їх населенням. Також до факторів, що зумовлюють високий ступінь ризику належить значний рівень зносу технологічного устаткування. Процеси, які протікають в даному обладнанні зумовлюють інтенсивну деградацію його в умовах тривалої експлуатації та присутності агресивних середовищ, що в свою чергу підвищує рівень екологічної небезпеки процесу нафто-газовидобутку. Зношування обладнання є серйозним фактором ризику, який значно ускладнює вирішення екологічних проблем нафтогазовидобувного комплексу.

Згідно наказу Міністерства праці та соціальної політики «Про затвердження Методики визначення ризиків та їх прийнятних рівнів для декларування безпеки об'єктів підвищеної небезпеки» ризик - це ступінь імовірності певної негативної події, яка може відбутися в певний час або за певних обставин на території об'єкта підвищеної небезпеки та/або за його межами [263]. На (рис. 2.6) продемонстровано напрямки підсилення ризиків: природний ризик може збільшувати значення техногенного та екологічного ризику, при цьому техногенний ризик може підвищувати природний та екологічний ризики. В свою чергу екологічний ризик є наслідком реалізації подій, що зумовлюють техногенний та природний ризики.

Системний підхід до аналізу ризиків потребує розгляду джерела ризику (інженерної системи, в нашому випадку всіх етапів життєвого циклу нафтогазової свердловини) і його природного та соціального оточення як одного цілого. Такого твердження притримується ряд науковців Єгоров А.Ф., Савицька Т. В., Мазур І.І., Молдаванов О.І., Белов П.Г. та інші [96, 156, 210].

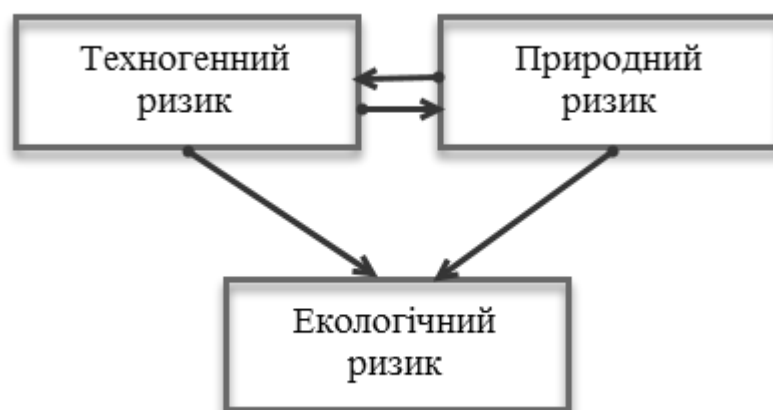


Рисунок 2.6 – Напрямки підсилення ризиків при реалізації подій

На даний час виникає необхідність враховувати сучасні тенденції посилення глобальних природних впливів, таких як затоплення суходолу через зростання температурних показників на планеті, зростання інтенсивності сейсмічної активності та інших природних явищ, при яких зростає екологічний ризик. Для прикладу можна навести факти підвищення рівня Каспійського моря, в результаті чого було затоплено ряд прибережних свердловин, виведених з

експлуатації, що спричиняє високий екологічний ризик в результаті некерованого надходження в довкілля флюїдів [77, 239].

Чинники потенційних екологічних ризиків при спорудженні нафтогазових свердловин наведені на рисунку 2.7 [17]. Раптові аварійні некеровані ситуації (нафтогазоконденсатні фонтани, аварійні розливи нафтопродуктів) здійснюють масштабні руйнівні впливи на довкілля. У таких умовах можуть бути присутніми летальні випадки або інші складні ураження персоналу. Персонал бурової та населення прилеглих територій потрапляють в умови, при яких можуть виникати захворювання центральної нервової системи, дихальних шляхів, слухового апарату тощо.

Причини виникнення вищезазначених екологічних ризиків при спорудженні свердловин зумовлені недосконалістю технологій будівництва; недотримання технологій регламенту, а також експлуатаційною ненадійністю і недосконалістю конструкцій і обладнання.



Рисунок 2.7 – Чинники потенційних екологічних ризиків при спорудженні нафтогазових свердловин [82]

Робота нафтогазового комплексу часто порушує рівновагу природних геологічних систем – спричиняє активізацію сейсмічної активності, що може призвести до катастроф. Відбирання вуглеводневої сировини з надр може спровокувати локальні землетруси значної руйнівної сили. Загальновідомі історичні прецеденти – потужні землетруси поблизу нафтогазових свердловин у Скелястих горах (США) і газових родовищах в Узбекистані, а також локальний 4-бальний землетрус, який трапився у березні 1986 р. на Хрестищенському газоконденсатному родовищі в Україні [236]. Іншим фактором, який відноситься як до техногенного ризику, так і до природнього – це зростання сейсмічної активності в регіонах, де раніше не прослідковувалось таких подій [120] та посилення сейсмічної активності в сейсмоактивних зонах рис. 2.8 [284].

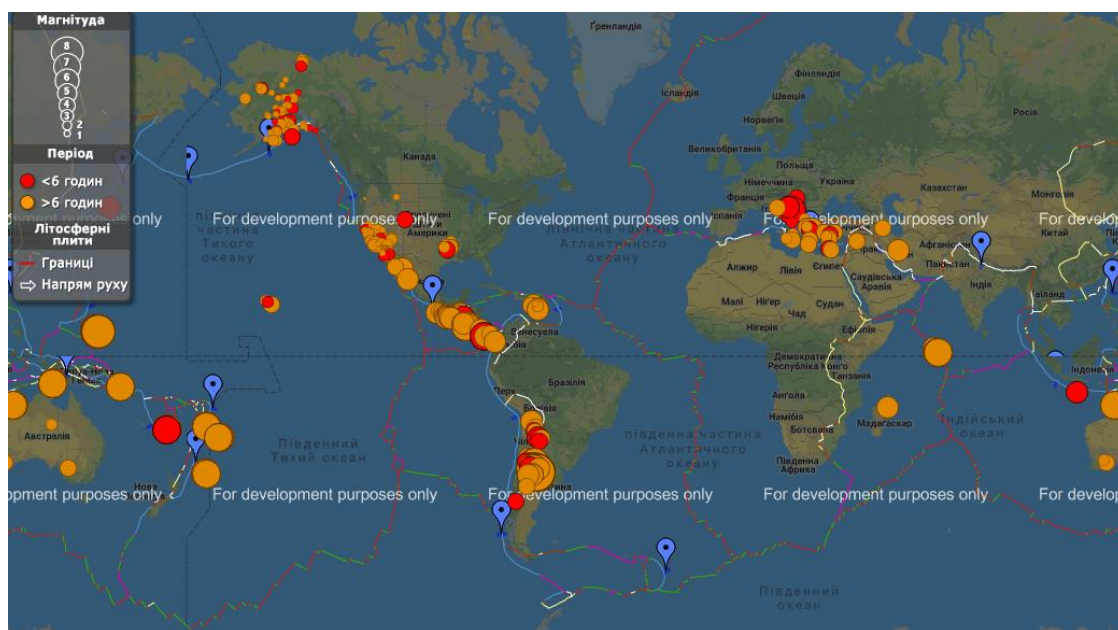


Рисунок 2.8 – Сейсмічна активність станом на 14.06.2019 [284]

При таких явищах можуть мати місце неконтрольовані перетоки вуглеводнів і виникнення грифонів та нафтогазових фонтанів. Якщо недостатня увага приділяється запобіганню та попередженню появи екстремальних умов, тоді різко зростає ймовірність появи ускладнень і аварій [78]. В табл. 2.2 наведено фактори ризику, які необхідно враховувати і створювати умови для їх попередження на етапах життєвого циклу нафтогазової свердловини [31].

Таблиця 2.2 – Фактори ризику на етапах життєвого циклу нафтогазової свердловини

№ п/ п	Етапи життєвого циклу нафтогазової свердловини	Фактори, що створюють ризик					
		Людський (прийняття помилкових рішень)	Техноло - гічні		Якісні та (або) зношування (тривалий термін експлуатації)		
			Присутність агресивних речовин	Високі тиски	Розгерметизація гирлового обладнання	Розгерметизація свердловинного обладнання	Несправності в противикидному обладнанні
1	Розробка технічних і технологічних проектів	+	+	+	+	+	+
2	Монтаж бурової установки	+					
3	Буріння свердловини	+	+	+	+		+
4	Випробування свердловини	+	+	+	+	+	+
5	Демонтаж бурової установки	+	+				
6	Монтаж експлуатаційного обладнання	+					
7	Освоєння свердловини	+	+	+	+		
8	Експлуатація	+	+	+	+	+	
9	Завершення експлуатації	+	+		+	+	
10	Виведення свердловини із експлуатації	+	+		+	+	
11	Техобслуговування та ремонт	+	+	+			+
12	Ускладнення та аварійні ситуації	+			+	+	+

На всіх етапах життєвого циклу свердловини присутні різноманітні фактори, що підвищують рівень екологічного ризику. Варто відмітити групу факторів, які відображають технічний стан обладнання (якісні, зношування).

Обладнання, що використовується на всіх етапах життєвого циклу нафтогазової свердловини піддається агресивним впливам. Дослідження

технічних показників обладнання є важливим для оцінки їх надійності, особливо при термінах експлуатації, які перевищують нормативні. В таких випадках інтенсивність відмов обладнання зростає і зростає рівень екологічного ризику. Ймовірність безвідмовної роботи визначається за формулою [113]:

$$P(t) = \Phi \left[\frac{T_0 - t}{\sigma} \right], \quad (2.1)$$

де $P(t)$ – безвідмовність роботи досліджуваного обладнання; T_0 – середнє напрацювання на відмову; t – термін служби досліджуваного обладнання; Φ – функція Лапласа; σ – середнє квадратичне відхилення терміну служби.

Більшість нафтогазовидобувного обладнання, особливо на пізніх стадіях експлуатації перевищують терміни їх нормативної експлуатації і ризику виникнення екологічно небезпечних явищ зростають.

Отже, оцінка екологічного ризику передбачає врахування факторів, притаманних конкретним умовам діяльності, що можуть спричинити появу небажаного ефекту. Звідси впливає необхідність використання системного аналізу для оцінки багатофакторних ризиків об'єктів нафтогазового комплексу, а зокрема нафтогазових свердловин протягом життєвого циклу.

Складні системи, такі як «нафтогазовидобувні об'єкти – навколишнє середовище» потребують формування достовірних і своєчасних прогнозів для запобігання критичним та аварійним ситуаціям і впливам, що створюють загрозу екологічній безпеці довкілля. Ймовірність появи і наслідки від впливу таких ситуацій, умов і факторів зумовлені випадковими і хаотичними процесами, які за механізмами впливу можна охарактеризувати як ризику [288].

Згідно [288] основне завдання системного аналізу багатофакторних ризиків полягає в наступному:

$$M_0 = \{\rho_q | q = \overline{1, n_0}\}. \quad (2.2)$$

де M_0 – множина факторів ризику;

ρ_q – фактор ризику.

Кожний фактор ризику $\rho_q \in M_0$ характеризує множина L_q ознак l_{qj} :

$$L_q = \{l_{qj} | q \in N_0; j = \overline{1, n_q}\}, N_0 = [1, n_0]. \quad (2.3)$$

Кожну ознаку $l_{qj} \in L_q$ визначає інформаційний вектор:

$$I_{qj} = \{x_{qj} | x_{qj} = \langle x_{qjp} | p = \overline{1, n_{qj}} \rangle; x_{qjp} \in H_{qjp}; q \in N_0; j \in N_q\}; \quad (2.4)$$

$$H_{qjp} = \{x_{qjp} | x_{qjp}^- \leq x_{qjp} \leq x_{qjp}^+\}; N_q = [1, n_q] \quad (2.5)$$

На основі множин L_{qj} для кожного фактора ризику r_q формують інформаційний вектор:

$$I_q = \{I_{qj} | q \in N_0, j = \overline{1, n_q}\} \quad (2.6)$$

$$I_q = \{x_{qj} | x_{qj} = \langle x_{qjp} | p = \overline{1, n_{qj}} \rangle; x_{qjp} \in H_{qjp}; q \in N_0; j \in \overline{1, n_q}\}$$

Множина M_0 відповідає певній апріорно прогнозованій множині S_0 ситуацій ризику. У процесі функціонування складної системи на неї впливають і виявляють себе нові фактори ризику, змінюються в часі властивості і показники апріорно відомих факторів ризику $r_q \in q M_0$. Це зумовлює кількісну та якісну зміну множини факторів ризику.

$$\begin{aligned} M_0 &\subset M_1 \subset \dots \subset M_\tau \subset \dots \\ S_0 &\subset S_1 \subset \dots \subset S_\tau \subset \dots \end{aligned} \quad (2.7)$$

Де M_τ, S_τ – множина факторів ризику і множина ситуацій ризику відповідно в момент $T_\tau \in T^\pm$; T^\pm - заданий або прогнозований час функціонування складної системи.

Проведений аналіз зумовлює необхідність здійснити дослідження найбільш екологічно небезпечних ситуацій на об'єктах нафтогазового комплексу та встановити причини їх виникнення. При цьому необхідним етапом є встановлення критеріїв системи управління екологічними ризиками, які дадуть змогу розробити стратегію запобігання екологічно-небезпечних ефектів на

різних етапах життєвого циклу нафтогазових свердловин, як найбільш поширених об'єктів нафтогазового комплексу.

2.2 Система управління екологічними ризиками під час спорудження нафтогазових свердловин

2.2.1 Стандарти та політика в системі екологічного менеджменту зарубіжних нафтогазових компаній

Світові тенденції вказують на те, що розробка нафтових і газових родовищ буде зростати для забезпечення потреб населення [22]. Така діяльність може здійснюватись з мінімальним впливом на навколишнє природне середовище лише при умові спільного функціонування державних органів та компаній, що займаються пошуковими роботами та розробкою родовищ. При цьому вектори діяльності повинні бути направлені на пошук найбільш рентабельних та екологічно безпечних підходів. Багатоплановість стосунків (держава, нафтогазові компанії, громадськість) та різноманітність екологічних впливів з постійною їх динамікою в часі зумовлюють необхідність використання системного підходу, який включає управління охороною здоров'я, безпекою на об'єктах та охороною навколишнього середовища.

Серед міжнародних та державних стандартів в розвинутих країнах використовуються стандарти серії ISO 9000 і 14000 та OHSAS 18001. ISO 14000 складається із серії загальних стандартів, що забезпечує управління бізнесом зі структурою управління екологічними наслідками. Стандарти включають широкий спектр екологічних дисциплін, включаючи базову систему управління (14001); аудит (ISO 14010); оцінка ефективності; маркування (ISO 14020 і 14024); аналіз життєвого циклу; і продукт стандартів [22.]. На рисунку 2.9 наведено комплексну схему стандартів ISO серії 14000 [202].

OHSAS 18000 - це серія стандартів, що містять вимоги та керівні вказівки до розробки та впровадження систем менеджменту промислової безпеки та

охорони праці, застосування яких забезпечує можливість організації управляти ризиками в системі менеджменту та підвищувати ефективність її функціонування [294].

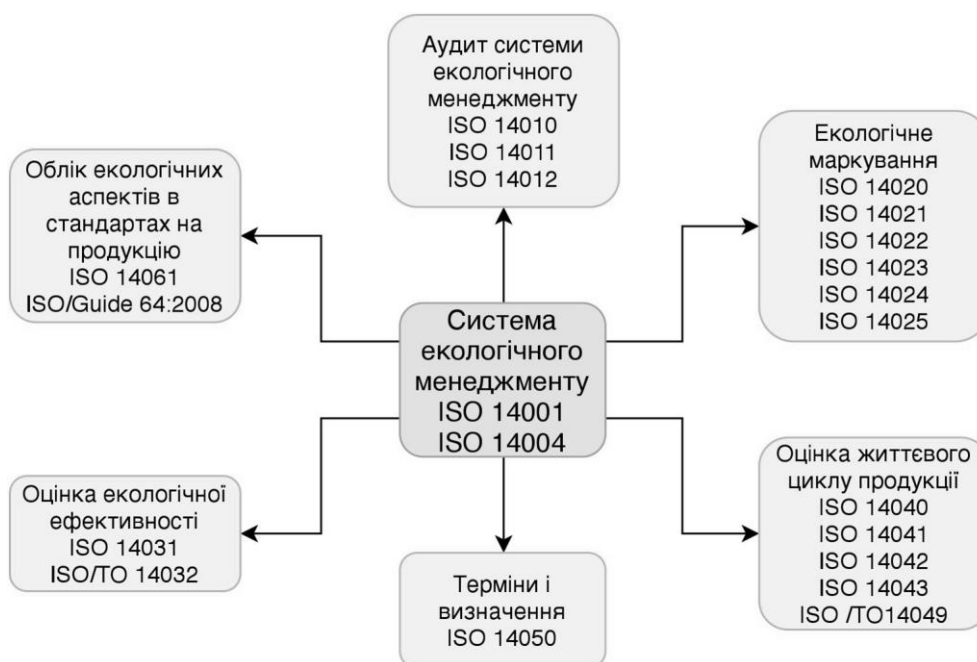


Рисунок 2.9 – Структура комплексу стандартів ISO серії 14000 [202]

Системи менеджменту техніки безпеки і гігієни праці, побудовані на основі OHSAS 18000, доповнюють системи менеджменту якості (СМЯ), засновані на вимогах ISO 9000 у версії 2000 року, системи екологічного менеджменту (СЕМ), засновані на вимогах ISO 14000 та інтегруються в загальну систему управління підприємством. Також, існує прямий взаємозв'язок між стандартами серій OHSAS 18000 і ISO 14000, що дозволяє створювати на їх базі єдину систему безпечного виробництва [294].

Система менеджменту безпеки та здоров'я (Safety and Health Management Systems (OSHMS)) – передбачає системний підхід до управління національними системами охорони праці та здоров'я персоналу. В таблиці 2.3 наведено компоненти OSHMS та вимоги щодо їх функціонування.

Запровадження системи управління безпекою та гігієною праці дозволяє нафтогазовій промисловості здійснювати ідентифікацію небезпек, оцінку ризиків та впроваджувати різні методи контролю.

Таким чином забезпечується добробут усіх працівників і підвищується зацікавленість у якості виконуваної роботи персоналом.

Також ініціюється регулярний процес оцінки ризиків, що допомагає вчасно відстежувати та контролювати показники здоров'я і безпеки. При цьому відбувається зниження витрат, пов'язаних з аваріями та інцидентами і підвищується відповідність нормативним документам.

Таблиця 2.3 – Вимоги щодо функціонування компонентів системи менеджменту безпеки та здоров'я OSHMS [60]

№ п/п	Компоненти OSHMS	Вимоги
1	Планування охорони здоров'я та безпеки	Бачення нафтогазової компанії та підхід до охорони здоров'я і безпеки
2	Адміністрація	Організаційна ієрархія. Інформація про осіб, відповідальних за управління планами охорони здоров'я та безпеки.
3	Управління робочою зоною	Правильне розмежування та управління робочим місцем відповідно до процесів, діяльності, дизайну тощо Робочі перевірки. Впровадження передового досвіду та знань набутих на попередньому робочому місці
4	Управління ризиками H&S (Health and Safety)	Набір систем і процесів для управління ризиками для здоров'я та безпеки Аналіз небезпеки роботи Рейтинг небезпеки /матриця ризику Плани корекційних дій Аналіз рівнів контролю ризиків
5	Управління запасами	Ведення бази даних про небезпечні речовини
6	Управління завданнями та робочим процесом	Управління календарем Рольові завдання - Залучення та інформування всіх працівників про їхні ролі і відповідальності, розподілені завдання тощо. Автоматичні сповіщення
7	Системи технічного обслуговування H&S	Виконання та моніторинг заходів з охорони здоров'я та коригувальних дій у разі потреби

Продовження таблиці 2.3

№ п/п	Компоненти OSHMS	Вимоги
8	Управління інцидентами	Запис, обробка, розслідування, звітність та аналіз кореневих причин будь-яких повідомлень про випадки / аварії / спостереження за безпекою.
9	Управління охороною праці	Протоколи здоров'я. Медичні призначення. Управління травмами / хворобами. Лікарські, алкогольні та інші медичні тестування.
10	Управління змінами	Виявлення нових небезпек. Впровадження нового обладнання. Зміна процесу. Нові нормативні вимоги.
11	План реагування на надзвичайні ситуації	Управління надзвичайними ситуаціями / план реагування на надзвичайні ситуації для всіх потенційних сценаріїв на основі аналізу прогнозного ризику. Сигналізація.
12	Контроль відповідності	Дотримуватись зобов'язань за умовами відповідних місцевих / національних/глобальних регламентів з охорони здоров'я
13	Управління компетентностями	Відстеження можливостей / навичок робочої сили. Тренінги для співробітників, підрядників та відвідувачів. Оцінки.
14	Управління контентом	Управління стандартними робочими процедурами, системою зміни інструментального оснащення без додаткових пристосувань SDS (Special Direct System — «спеціальна направляюча система»), Документи охорони здоров'я та безпеки
15	Управління підрядниками	Управління та координація діяльності підрядників
16	Менеджмент реабілітації	Відслідковується кількість компенсаційних днів, інформація про реабілітацію працівників
17	Статистика, звіти та інформаційна панель	Відповідне формування звітів за даними щодо здоров'я та безпеки. Інтерактивні панелі керування для вищого керування та прийняття рішень.
18	Аудит та перегляд	Проведення аудиту та перегляду програм для перевірки та підвищення ефективності впровадженої системи безпеки та охорони здоров'я. Система управління.

Впровадження системи управління охороною праці дає конкурентні переваги та покращує відносини між зацікавленими сторонами, такими як

клієнти, підрядники, субпідрядники, консультанти, постачальники, співробітники та спілки.

Політика «Здоров'я, Безпека, Навколишнє середовище» (Health, Safety, Environment policies (HSE)) - це окремі питання, кожне зі своєю власною технологією, але вони часто об'єднуються в однакові функціональні групи в нафтогазових компаніях [27]. Ці три теми мають першочергове значення для нафтогазової промисловості, а дотримання керівних принципів з безпеки, захисту навколишнього середовища є обов'язковими і диктується внутрішньою політикою більшості корпорацій. Запровадження політики HSE дає можливість визначити принципи, за якими здійснюються операції, і контролюються ризики у всьому промисловому циклі. На рисунку 2.10 наведено процес оцінки та управління ризиками в системі HSE, а табл. 2.4 представляє політику HSE в нафтогазовій галузі.



Рисунок 2.10 – Процес оцінки та управління ризиками [27]

Таблиця 2.4 – Політика HSE в нафтогазовій галузі

Категорії в політиці HSE	Здоров'я (Health)	Безпека (Safety)	Навколишнє середовище (Environment)
Напрямки політики	Добробут працівників. Уникнення шкоди для здоров'я працівників та інших осіб. Сприяння здоров'ю працівників.	Захист працівника від ризиків, пов'язаних з будь-яким типом роботи та обов'язків. Запобігання травматизму. Сприяння високими стандартами свідомості та дисципліни безпеки. Мінімізація ризиків та моніторинг ефективності заходів з їх мінімізації.	Скорочення викидів, стоків і скидів відходів. Формування заходів і засобів та рекомендацій для підвищення рівня екологічної безпеки. Підвищення ефективності використання природних ресурсів. Визначення прийнятності екологічного ризику.
Сфера контролю	Вплив хімічних речовини та фізичного середовища нафтових і газових родовищ на працівників.	Вплив технічних, технологічних, хімічних факторів на здоров'я персоналу та населення прилеглих територій	Вплив на довкілля процесів нафтогазовидобутку та формування потоків поллютантів на різних етапах.

Зокрема група «Лукойл» зазначає, що компанією створена ефективно функціонуюча система управління охороною навколишнього середовища, яка забезпечує дотримання вимог пожежної безпеки, а також для попередження та реагування на надзвичайні ситуації і сертифікована на відповідність стандартам ISO 14001 та OHSAS 18001.

Компанія Dragon Oil (OAE) керується принципами, які базуються на стандартах ISO 9001, ISO 14001 та OHSAS 18001 визначає: - дотримання

законодавства щодо HSE; - зменшити наслідки всіх видів інцидентів / аварій, що мають потенційно шкідливий вплив на персонал, активи та / або навколишнє середовище; - використовувати загальноприйняті рівні гарної практики з охорони навколишнього природного середовища на нафтовому родовищі; створити прозорі критерії ефективності HSE.

Для виконання зазначених цілей компанія розробляє та підтримує належну систему управління HSE; утримувати на всіх рівнях управління, персоналу та підрядників відповідальність за HSE у межах своїх зон відповідальності; розвивати позитивну культуру охорони навколишнього природного середовища в компанії через ефективне спілкування та навчання; проводити огляди та аудит HSE з метою виявлення недоліків в організації та забезпечення відповідності місцевим, міжнародним та корпоративним стандартам та нормам; забезпечити, щоб підрядники демонстрували повну відповідність цій політиці; розробити та впровадити підхід, що ґрунтується на оцінці ризику, у веденні господарської діяльності [28].

2.2.2 Система менеджменту нафтогазового комплексу в Україні

Сучасні пріоритети світової громадськості висувають вимогу до всестороннього контролю та скорочення забруднення довкілля. Ефективне управління екологічною безпекою потребує постійного моніторингу для визначення «слабких» сторін існуючої системи управління.

На даному етапі система екологічного менеджменту в Україні є на стадії формування, це стосується і нафтогазової галузі. Відсутність дієвої екологічної політики нафтогазового комплексу України в попередні десятиріччя спричинило нагромадження проблем, вирішення яких потребує створення відповідної бази нормативних документів та схеми їх реалізації.

Одними з основних принципів Стратегії державної екологічної політики України на період до 2020 року визначено: посилення ролі екологічного управління в системі державного управління України з метою досягнення

рівності трьох складових розвитку (економічної, екологічної, соціальної), яка зумовлює орієнтування на пріоритети сталого розвитку; врахування екологічних наслідків під час прийняття управлінських рішень, при розробленні документів, які містять політичні та/або програмні засади державного, галузевого (секторального), регіонального та місцевого розвитку; запобігання надзвичайним ситуаціям природного і техногенного характеру, що передбачає аналіз і прогнозування екологічних ризиків, які ґрунтуються на результатах стратегічної екологічної оцінки, державної екологічної експертизи, а також державного моніторингу навколишнього природного середовища [297]

Ратифікувавши протокол про приєднання до Договору про заснування Енергетичного Співтовариства, Україна взяла на себе зобов'язання щодо запровадження нормативно-правової бази Європейського Співтовариства з енергетики, охорони довкілля, конкурентної політики та відновлюваних джерел енергії [186].

Одним із суттєвих кроків поступового досягнення відповідності з технічними регламентами ЄС та системами стандартизації та метрології стала ратифікація Україною Угоди про асоціацію між Україною, з однієї сторони, та Європейським Союзом, Європейським співтовариством з атомної енергії і їхніми державами-членами, з іншої сторони [306]. Згідно з цією Угодою, наша країна зобов'язується дотримуватися принципів та практик, викладених в актуальних рішеннях та регламентах ЄС. Також Україна взяла на себе зобов'язання щодо поступового впровадження Європейських стандартів (EN) як національних стандартів. Одночасно з цим скасовуються конфліктні національні стандарти, зокрема застосування міждержавних стандартів (GOST/ГОСТ), розроблених до 1992 року [186].

Пропозиції щодо актуалізації системи стандартизації нафтогазової галузі об'єднано у вигляді «Програми розроблення національних стандартів, гармонізованих із міжнародними та європейськими нормативними документами, та актуалізації галузевих стандартів і прирівняних до них інших нормативних документів нафтогазової галузі на період 2015–2030 рр.». Елементи структури

Програми охоплюють питання регламентації виробничих процесів; експлуатації устаткування та обладнання; використання розчинів, рідин, матеріалів; транспортування; зберігання вуглеводневої сировини та продукції; процесів та засобів вимірювання вуглеводневої сировини та продукції; промислової безпеки, охорони праці та довкілля; нормативних документів у галузі будівництва тощо [186].

Згідно даних Департаменту з охорони праці, екологічної та промислової політики НАК «Нафтогаз України» на даний час проходить інтенсивна робота в напрямку інтеграції в європейське Енергетичне співтовариство [159]. Серед важливих завдань є впровадження Директив ЄС, міжнародних та європейських стандартів, у тому числі з питань управління охороною довкілля. Така діяльність дозволить мінімізувати ризики в екологічному плані під час виробничої діяльності та підвищить рівень екологічної безпеки. Такі позитивні тенденції дадуть можливість покращити міжнародний імідж компанії та збільшити залучення інвестицій. У 2018 році компанія отримала від авторитетного міжнародного органу із сертифікації TÜV SÜD Management Service GmbH Сертифікати на відповідність вимогам ISO 14001:2015, OHSAS 18001:2010 та ISO 50001, а в 2017 році пройшла наглядний аудит третьої сторони на відповідність вимогам ISO 9001:2015 [159].

Базою для побудови системи управління навколишнім середовищем в нафтогазових організаціях є міжнародні стандарти ISO серії 14000 та відповідні національні стандарти, які наведені в Додатку Н [99].

Тенденції сучасної екологічної політики нафтогазового комплексу України дозволяють зробити висновок, що нафтогазові компанії прагнуть вдосконалити систему екологічного менеджменту для забезпечення вимог ЄС і укріплення стійких позицій на європейському ринку. Вирішення поставлених завдань базується на комплексному впровадженні системи управління навколишнім середовищем, основа якої закладена в міжнародних стандартах якості ISO серії 14000 [98]. В міжнародних стандартах ISO серії 9000 наводяться ідеї системного підходу до управління, прийняття рішень на основі фактичного матеріалу та

постійного поліпшення діяльності організації в цілому [153]. Зазначені принципи потребують відповідного інструментарію, який дозволить здійснювати прийняття екологічно безпечних управлінських рішень на ранніх етапах проектування техногенної діяльності. Тому, виникає необхідність вибору інструментів та розробка заходів та засобів, що дають можливість забезпечити покращення показника еко-ефективності нафтогазовидобувних підприємств.

Особливістю системи управління екологічною безпекою на об'єктах нафтогазового комплексу є багатофакторність, масштабність, часова лімітованість. Класична модель екологічного менеджменту, яка побудована на положеннях стандартів серії ISO 14000 формується з етапів планування, здійснення, перевірки, коригуванні та постійного вдосконалення (Рис 2.11) [202].



Рисунок 2.11 – Модель системи екологічного управління

Таку модель прагнуть реалізувати підприємства нафтогазової галузі, де при реалізації головних принципів екологічної політики передбачаються зміни в напрямку «екологізації» схем закупівлі засобів та матеріалів, введення екологічного аудиту постачальників; впровадження ресурсозберігаючого та природоохоронного устаткування; нормативно-методологічне забезпечення екологічного менеджменту; підвищення рівня екологічної культури та

свідомості; налагодження та поширення екологічних зв'язків з зацікавленими сторонами; забезпечення доступу до екологічної інформації (рис. 2.12) [191].

Підприємства групи Нафтогаз ставлять перед собою цілі щодо підвищення рівня екологічної безпеки [191], які повинні реалізовуватися за рахунок ефективного функціонування системи управління екологічною безпекою підприємства. Запровадження системи управління екологічною безпекою в нафтогазовому комплексі дозволяє направити вектор діяльності компаній в напрямку підвищення екологічної безпеки шляхом зростання екологічної свідомості та компетентності працівників, використання технологій та обладнання, що дають можливість зменшити рівні забруднення довкілля або й уникнути його на окремих етапах життєвого циклу об'єктів.

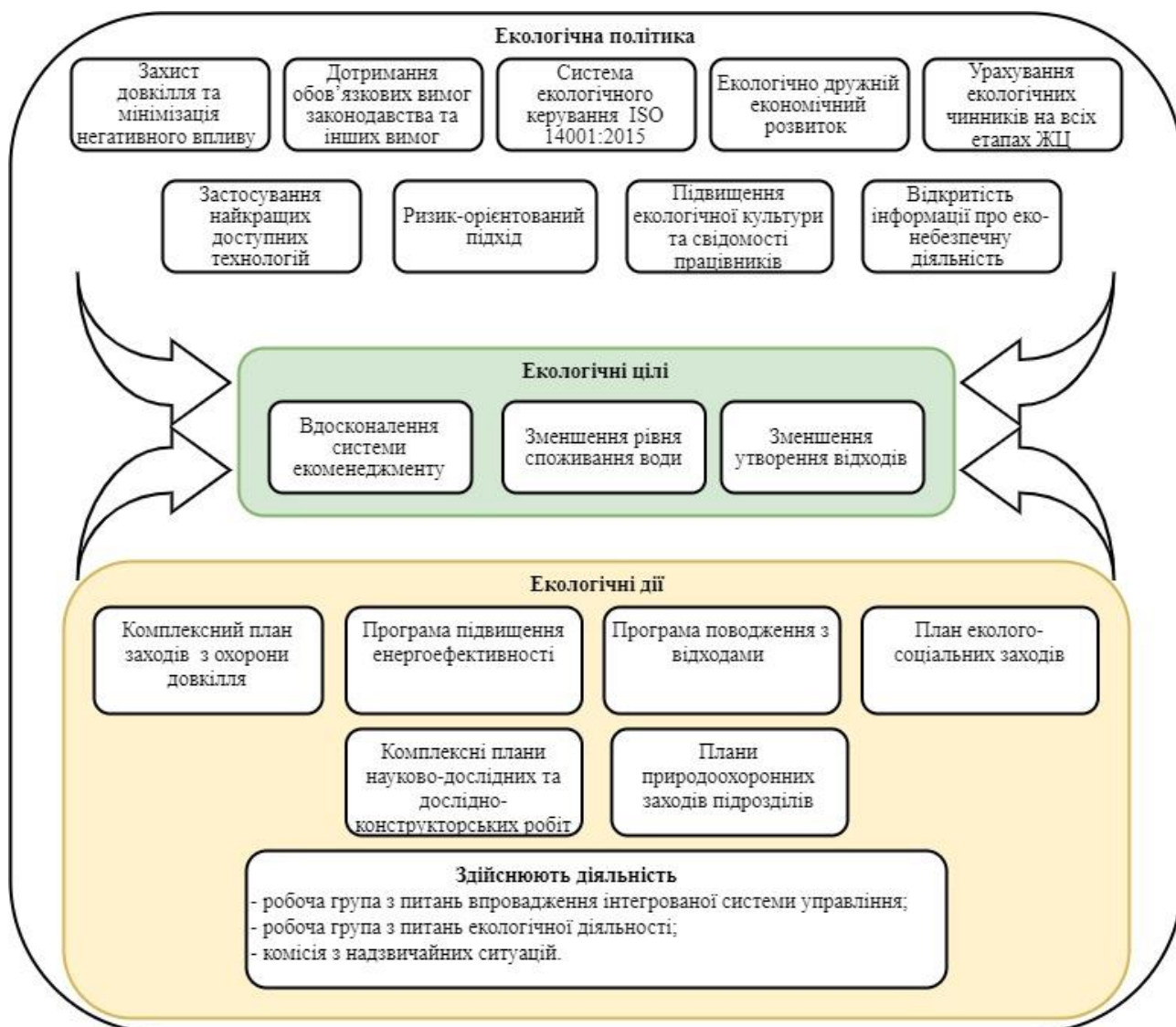


Рисунок 2.12 – Екологічний менеджмент на підприємствах групи Нафтогаз

Однак, наведені принципи екологічної політики не у всіх випадках мають чітку відпрацьовану схему їх реалізації та методи оцінки результативності, тому потребують перегляду та вдосконалення.

2.2.3 Визначення причин виникнення нафтогазоводопроявів та відкритих фонтанів на свердловинах

У західній частині України об'єкти нафтогазового комплексу розташовуються поблизу природних рекреаційних зон державного значення, що створює високий ризик техногенного порушення цінних територій. При цьому ефекти від техногенної дії об'єктів нафтогазового комплексу можуть набувати транскордонного значення. Це підтверджує необхідність використання індивідуального підходу щодо оцінки екологічного ризику різних регіонів з врахуванням особливостей кожного для створення екологічно безпечних умов праці в процесі проведення технологічних операцій на об'єктах нафтогазовидобувної галузі.

Процес спорудження свердловин, зокрема розвідувальне буріння та розкриття продуктивних пластів несе підвищену екологічну небезпеку тому, що може супроводжуватися виникненням газонафтоводопрояви (ГНВП) та відкриті фонтани (ВФ) [345,353]. В дослідженнях В.Н Чувілова зазначено, що ймовірність виникнення аварії з викидом пластового флюїду при бурінні експлуатаційної свердловини оцінюється величиною $9 \cdot 10^{-4}$ св. / рік [326].

В праці авторів А.П. Хаустова, М.М. Рединої та П.Ю. Силаєвої серед причин аварій з відкритими нафтовими і газовими фонтанами близько 53% аварій на свердловинах відбувається через відсутність і невідповідності до роботи привенторного противикидного устаткування на гирлі, 15% пов'язано з відсутністю і непрацездатністю зворотних клапанів для обсадних колон, більше 8% - зі зносом або недостатньою міцністю обсадних колон [312].

Окремі родовища можуть містити агресивні компоненти (сірководень, вуглекислий газ), суміш яких є небезпечною по відношенню до населення та

навколишнього природного середовища. При наявності таких компонентів необхідність обчислення ризиків присутня на всіх етапах життєвого циклу свердловин, оскільки в такому середовищі пришвидшуються процеси корозії. Також, для всіх свердловин є характерним їх старіння, порушення суцільності цементного каменю за колонами [312].

Прогнозування ситуацій розвитку аварій та їх попередження неможливо без оцінки чинників виникнення аварій. Тому проведено аналіз причин виникнення ГНВП та ВФ на свердловинах, які перебували в різних умовах та на різних етапах життєвого циклу за матеріалами Кузьменко В. А. [194]. Для дослідження обрано 100 свердловин. Згруповано основні фактори (табл. 2.5), що передували виникненню аварій та згідно різних джерел могли стати причинами виникнення ГНВП та ВФ. Часто спостерігалася сукупність кількох факторів на одній свердловині, серед яких ключовим, в більшості випадків, виявлявся організаційний (людський) фактор. Тому наведені відсоткові значення відображають цю картину: сума часток факторів від загальної кількості перевищує 100%.

Основне число відкритих фонтанів спостерігається на газових родовищах. Це пояснюється особливостями спорудження газових свердловин та імовірною недооцінкою небезпек, що можуть супроводжувати цей процес. Присутня, також, і адаптація технології і техніки розбурювання нафтових родовищ на газові. Фонтани можуть бути викликані розкриттям нижчих продуктивних горизонтів без перекриття верхніх, особливо з аномально високим пластовим тиском. Також найвища частота виникнення аварійного фонтанування відбувається при розвідувальному бурінні.

В таблиці можна зауважити відсутність таких факторів, як: застаріле устаткування; несвоєчасна заміна устаткування, що відпрацювало свої терміни; не проведення профілактичних ремонтних робіт. При обстеженні місць аварій в джерелах інформації не було вказано цих факторів, однак для специфіки нафтогазовидобувної галузі України спрацювання устаткування є надзвичайно гострою проблемою.

Важливо зазначити той факт, що устаткування, яке використало свій робочий ресурс присутнє не тільки на етапах спорудження свердловин, а й на свердловинах, що виведені з експлуатації (закинутих свердловинах), які часто залишаються без контролю відповідальних організацій. Такий стан справ формує високий ризик виникнення аварійних ситуацій, в тому числі ГНВП та ВФ. В дослідженнях С.А.Хлуденєва наведено результати аналізу математичних залежностей, де визначено основні чинники, що сприяють інтенсивному спрацювання устаткування: температура, тиск, матеріальне виконання устаткування, агрегатний стан середовища [315].

Таблиця 2.5 - Фактори виникнення газонафтоводопроявів та аварійних нафтогазових фонтанів

№	Фактори		Характеристика фактору	Частка від загальної кількості, %	Примітка
1	Організаційні (людські) / Суб'єктивні	Помилки в розрахунках параметрів обладнання	Неточності або помилки на етапі проектування та в ході спорудження свердловин	5	Кваліфікація, дисципліна та відповідальність
		Невчасні рішення та дії відповідального персоналу	Відсутність чітких дій при екстремальних ситуаціях, відсутність відповідальних осіб	20	Кваліфікація, дисципліна та відповідальність
		Безвідповідальність, відсутність контролю	Порушення трудової і технічної дисципліни, недбалість, некомпетентність	40	Кваліфікація, дисципліна та відповідальність

Продовження таблиці 2.5

№	Фактори		Характеристика фактору	Частка від загальної кількості, %	Примітка
2	Технічні / Суб'єктивні	Відсутність необхідного устаткування на свердловині	Відсутність противикидного обладнання, невідповідність присутнього обладнання необхідним характеристикам	25	Відповідальність нафтогазовидобувної компанії
		Неякісне або не готове до використання устаткування	Негерметичне, не зібране, температурний вплив (заморожене)	15	Кваліфікація, практичний досвід, відповідальність
3	Технологічні / Суб'єктивні	Невідповідні характеристик и бурового розчину	Низька густина (питома вага) бурового розчину, промивка водою	10	Відповідальність нафтогазовидобувної компанії
		Спуско-підіймальні операції	Недоливання свердловини при підйомі бурового інструменту, поршнювання	20	Кваліфікація, практичний досвід, відповідальність
		Недостатнє промивання або відсутність промивання	При необхідному промиванні згідно вимог вона проводилась в недостатній кількості або була відсутня	8	Кваліфікація, практичний досвід, відповідальність
		Простий	Очікування необхідного обладнання, ремонтні роботи тощо	18	Відповідальність нафтогазовидобувної компанії
5	Техногенні / Суб'єктивні / Об'єктивні	Техногенні залежі, міжпластові перетоки, розрив пласта	Фактори, що спричинені діяльністю нафтогазовидобувного комплексу	14	Відповідальність нафтогазовидобувної компанії

Продовження таблиці 2.5

№	Фактори		Характеристика фактору	Частка від загальної кількості, %	Примітка
6	Геологічні / Об'єктивні	Підвищені пластові тиски, поглинання	Особливості характеристик порід та неочікувані (неспрогнозовані) пластові тиски	23	Складно прогнозовано
7	Аварійні / Суб'єктивні	Аварії, що призвели до виникнення ГНВП або ВФ	Ремонт обладнання, виникнення прихоплень бурильної колони тощо	13	Кваліфікація, практичний досвід, відповідальність

На основі аналізу факторів, що сприяють виникненню аварійних ГНВП та ВФ можна простежити недбалість і некомпетентність персоналу, що починається ще на етапах проектування та виготовлення елементів устаткування для буріння, тобто ще до початку робіт на буровій площадці, не говорячи вже про сам процес спорудження свердловини.

Основні види небезпеки. Згідно [129] аварія - це небезпечна техногенна подія, що створює на об'єкті, визначеній території або акваторії загрозу життю і здоров'ю людей і призводить до руйнування будівель, споруд, обладнання та транспортних засобів, порушення виробничого або транспортного процесу, а також до нанесення шкоди навколишньому природному середовищу. Будь-яка аварія на нафтогазовидобувних об'єктах супроводжується руйнуванням технологічного нафтогазовидобувного та бурового обладнання, самої бурової вежі та прилеглих будівель.

Виникнення ГНВП та ВФ відбувається з неконтрольованим викидом великих мас флюїду в довкілля і виникає забруднення ґрунтів, підземних і поверхневих водойм, атмосфери, знищення рослинності (табл. 2.6). У період будівництва газових і газоконденсатних свердловин небезпека виділення сірководню в повітря робочої зони і навколишнє середовище істотно зростає при

розкритті продуктивних пластів і подальших операціях на гирлі свердловини [326].

Таблиця 2.6 – Впливи ГНФП та ВФ для навколишнього природного середовища

№ п/п	Середовище впливу	Фактори впливу	Наслідки впливу
1	Атмосфера	Забруднення атмосфери CO ₂ , CO, сажа, NO _x , C _n H _m , H ₂ S, SO ₂ , бенз(а)пирена тощо	Підвищена захворюваність органів дихання, присутні випадки гибелі населення прилеглих територій, утворення кислотних дощів, поширення на значні території токсичних сполук з подальшим їх осіданням
2	Гідросфера	Потрапляння у водойми та водоносні горизонти нафти та високомінералізованих пластових вод	Непридатність води для господарського та побутового використання, гибель річкових тварин, риби та рослинності
3	Педосфера	Потрапляння на ґрунтовий покрив нафти та високомінералізованих пластових вод	Непридатність територій для сільськогосподарського використання, опустелювання значних площ
4	Біота	Надходження високотоксичних сполук в середовище існування рослин і тварин	Токсичні ефекти на різних трофічних рівнях.
5	Геологічне	Виникнення карстових та гідродинамічних процесів, що супроводжуються зменшення тиску на пласт, утворенням пустот, воронок просідання, які активізують виникнення землетрусів різної інтенсивності та осіданням земної поверхні	Втрата герметичності експлуатаційної колони, руйнування свердловинного обладнання, будівель та техногенно-небезпечних споруд (наприклад АЕС)

Відкритий фонтан на газовій свердловині може бути палаючий і не палаючий. Присутні дані, які відзначають тривалість осадження хімічних сполук, що утворюються при відкритому горінні газів: NO₂, SO₂ – відповідно 6-7 днів; CO₂ та CO – більше року. При спалюванні газу з вмістом сірководню в

атмосфері утворюються аерозолі сірчаної кислоти і сірчаноокислого амонію, які знаходяться в ній кілька разів довше, ніж гази і є причиною виникнення кислотних дощів. Для прикладу масштабності катастрофічного екологічного впливу варто навести цитати з матеріалів досліджень [194]: «Висота фонтана над свердловиною досягала 180м. В процесі згорання нафти і газу утворились і розсіювалися в навколишнє середовище до 3000 тон сірчаних сполук в добу...».

Сам процес ліквідації ВФ несе в собі небезпеку для прилеглих населених пунктів, а зокрема для працюючих ліквідаторів фонтану: теплове випромінювання, звуковий тиск, можливі високі концентрації вибухонебезпечних та токсичних газів, нервово-психічне перенапруження тощо.

На основі вищесказаного можна побачити всесторонній негативний екологічний вплив при виникненні ГНВП та ВФ, що супроводжується значними збитками та далеко не завжди є можливість реально оцінити наслідки таких аварійних ситуацій. Тому основним методологічним моментом в подоланні наслідків аварій такого типу повинно бути їх попередження ще на етапах проектування.

2.3 Визначення критеріїв системи управління екологічними ризиками

2.3.1 Моніторингова оцінка існуючої системи екологічного менеджменту

Важливим етапом для успішного функціонування системи екологічного менеджменту в нафтогазових організацій є врегулювання відповідності нормативно-правової документації загальної системи менеджменту організації з екологічним законодавством та іншими вимогами щодо захисту навколишнього середовища. Інтеграція екологічної політики у галузеву документацію дозволить сформуванню підґрунтя для реалізації її основних цілей. На даний час є ряд недостатньо ефективних інструментів або їх відсутність для досягнення цілей екологічної політики нафтогазовидобувних компаній, а зокрема по галузях.

Досягнення цілей екологічної політики базується на діях, а контроль виконання повинен мати систему індикаторів (табл. 2.7).

Таблиця 2.7 – Управління екологічною безпекою на об'єктах нафтогазового комплексу

Принципи екополітики	Шляхи реалізації	Індикатори
Дотримання вимог законодавчих нормативно правових актів у сфері екології	Планування комплексних природоохоронних заходів, їх реалізація та контроль	ОВД, паспорти свердловин, інвентерезаційні та статистичні звіти, документація щодо сплати податків за забруднення тощо
Система екологічного керування згідно з вимогами міжнародного стандарту ISO 14001:2015	Запровадження міжнародного стандарту ISO 14001:2015	Документація з управління екологічною безпекою підприємства
Екоефективний розвиток виробництва	Оцінка та вибір найбільш економічного та екологічно-дружнього виробничого життєвого циклу.	Показники інтенсивності вхідних (матеріальних, енергетичних) та вихідних (викиди, скиди, відходи тощо) потоків
Врахування екологічних чинників під час планування діяльності та здійснення закупівель технологій, матеріалів і устаткування, виконання робіт та послуг	Вибір екологічно досконалих технологій та устаткування	Наявність відповідного маркування на одиницях устаткування
Попередження та зниження негативного впливу на довкілля із застосуванням ризик-орієнтованого підходу	Розроблення інструментів оперативної оцінки соціального, екологічного та технічного ризиків до та в процесі виробничої діяльності	Звіти, прогнозні моделі та оцінки, на основі яких розроблені інструкції попереджувальних заходів.

Продовження таблиці 2.7

Принципи екополітики	Шляхи реалізації	Індикатори
Підвищення рівня екологічної свідомості працівників різних рівнів	Проведення для персоналу тренінгів та курсів підвищення кваліфікації.	Кількість проведених тренінгів, кількість учасників, тестування
Доступність інформації про діяльність, пов'язану із впливом на довкілля	Повідомлення в ЗМІ, на відповідних сайтах інформації щодо діяльності та її впливу на довкілля	Кількість відвідувань електронної сторінки

Комплексні природоохоронні заходи плануються з врахуванням оцінок навантаження на природне середовище планованої чи уже проваджуваної діяльності, де одним з ключових показників є гранично допустимі концентрації (ГДК) шкідливих речовин. Варто зазначити, що існуючі метрики ідентифікації рівня впливу не є досконалыми. Для оцінки і прогнозування забруднення довкілля під час нафтогазовидобутку використовуються ГДК, які визначені для обмеженого кола речовин, крім того ГДК визначається тільки для окремої речовини, а в природі існує комплекс забруднюючих речовин. Дія всіх компонентів на живі системи не являє собою простої суми - ці компоненти взаємодіють між собою і з речовинами вже присутніми у навколишньому середовищі на момент забруднення, утворюючи продукти з більш високою токсичністю, або, навпаки, нейтралізуючи один одного. Крім цього слід враховувати можливий кумулятивний ефект. Тому, орієнтація оцінок і прогнозів тільки на ГДК досить небезпечна і може використовуватись тільки тимчасово [283]. Так, для визначення санітарно захисної зони (СЗЗ) техногенних об'єктів одним з ключових показників є ГДК [72]. Буровий майданчик зі всіма спорудами згідно з санітарними нормами належить до об'єкті II - III класів: (II — СЗЗ 500 м при використанні бурового верстату з дизельним приводом, III — СЗЗ 300 м - з електроприводом). Тому, необхідно залучати інші альтернативні методи оцінки рівня забруднення довкілля на територіях, де відбувається діяльність, пов'язана з нафтогазовидобутком (наприклад, фітоіндикація) [349, 347].

В системі екологічного управління важливим є свідоме ставлення до проблем екології працівників всіх рівнів, що забезпечує ефективне функціонування системи не тільки на папері. Надзвичайно важливим є донесення інформації щодо сучасного стану довкілля, його потенційних змін, методів запобігання негативним екологічним явищам та інноваційні технології, що дозволяють мінімізувати вплив на довкілля нафтогазової галузі [308, 241].

Доступність інформації про впливи на довкілля діяльності нафтогазового комплексу на даний час зростає. Наявність інформаційного ресурсу обліку родовищ, а також інформації щодо свердловин, який розроблено в рамках спільного проекту з Геологічною службою Норвегії та ДНВП «Геоінформ України» дають можливість здійснювати моніторинг сучасного стану розробки родовищ нафти і газу широкому колу зацікавлених осіб [226]. Проведений аналіз системи реєстру свердловин [274], який виявив окремі недоліки бази даних. Так, наприклад, кількість всіх свердловин за окремим параметром може не відповідати сумі кількості свердловин за, наприклад, корисними копалинами. Також, не всі виведені з експлуатації свердловини внесено в реєстр, це зумовлено, тим що облік почав вестися тільки з 2005 року.

У таблиці 2.8, для прикладу, наведено інформацію щодо кількості свердловин в залежності від їх етапу життєвого циклу на території Івано-Франківської області згідно даних ДНВП «Геоінформ України». Загальну інформацію по всій Україні можна одержати здійснивши окремий аналіз кожної області. Технічно даний інформаційний ресурс не дозволяє одночасний перегляд більше 1000 свердловин.

Таблиця 2.8 – Облік свердловин Івано-Франківська область згідно даних ДНВП «Геоінформ України» (інформація станом на 17.03.2019) [274]

Будівництво	Експлуатація (діючі)	Експлуатація без дії	Законсервовані	Ліквідовані
Богородчанський район				
0	119	8	2	40
Долинський район				

Продовження таблиці 2.8

Будівництво	Експлуатація (діючі)	Експлуатація без дії	Законсервовані	Ліквідовані
0	291	54	30	97
Калуський район				
2	44	2	1	1
Коломийський район				
0	22	2	0	3
Косівський район				
1	19	1	0	4
Надвірнянський район				
2	357	1	0	85
Рожнятівський район				
1	217	24	0	15

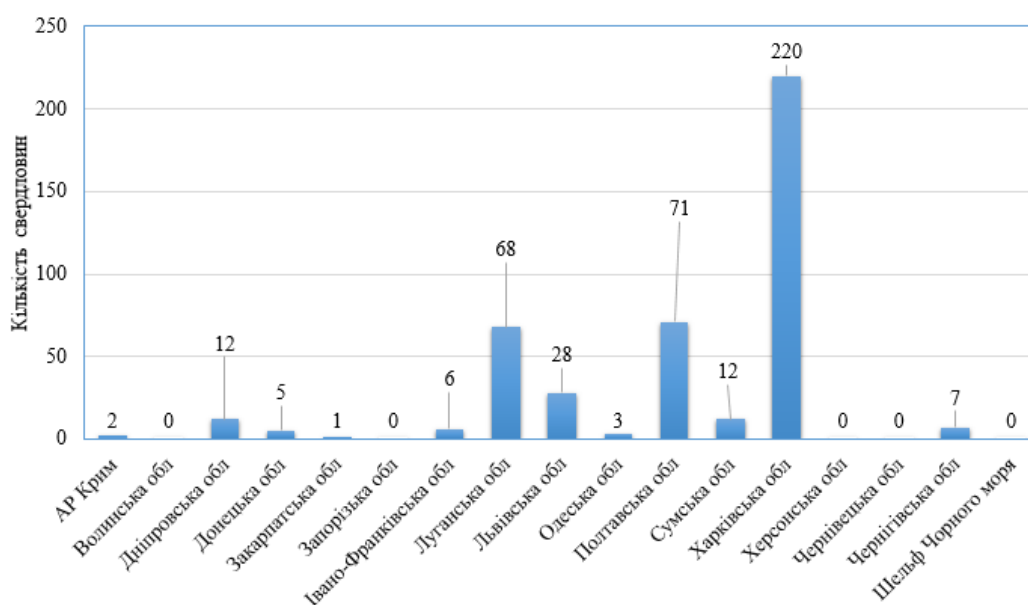


Рисунок 2.13 – Облік будівництва свердловин на території України станом 19.03.2019 згідно ДНВП «Геоінформ України»

На рисунках 2.13-2.16 наведено дані обліку нафтогазових свердловин, відповідно, на етапах будівництва, експлуатації, експлуатації без дії, консервації та виведених з експлуатації свердловин.

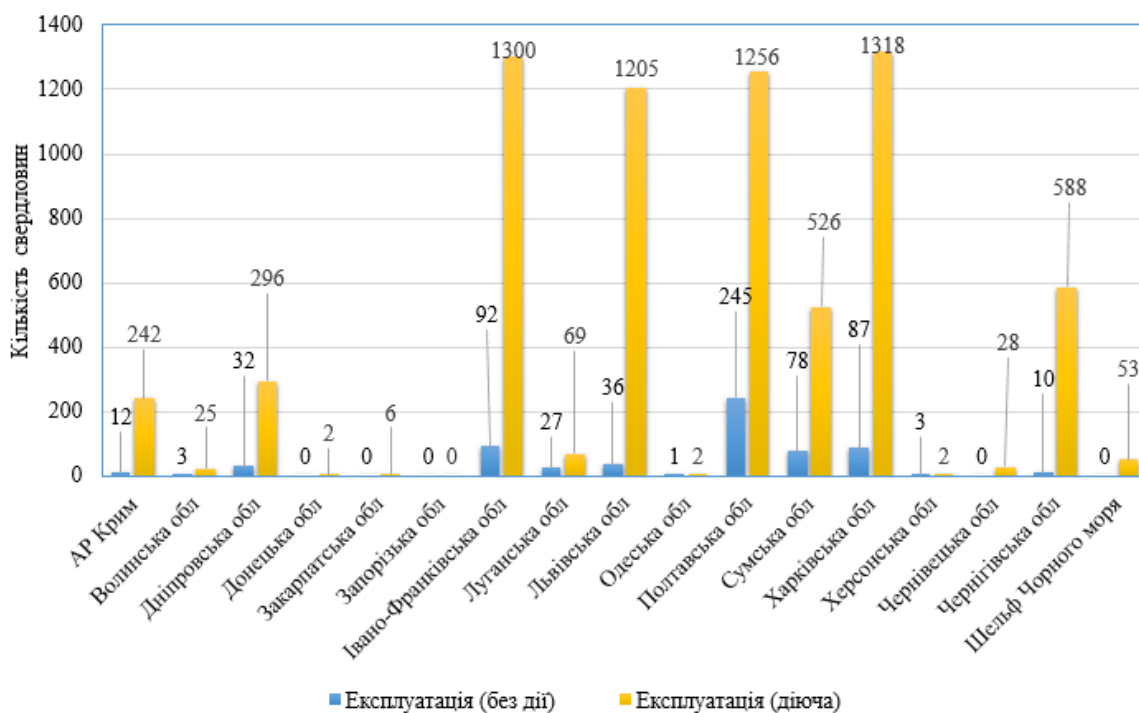


Рисунок 2.14 – Облік свердловин, які експлуатуються або на етапі експлуатації без дії на території України станом 19.03.2019 згідно ДНВП «Геоінформ України»

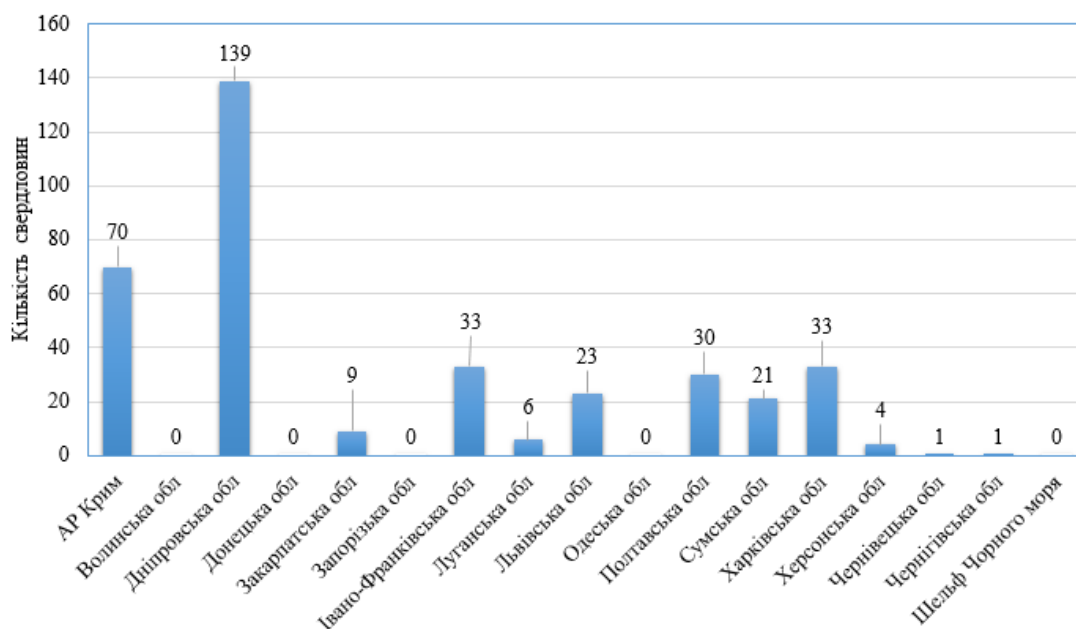


Рисунок 2.15 – Облік законсервованих свердловин на території України станом 19.03.2019 згідно ДНВП «Геоінформ України»

Аналіз паспортів свердловин, окремі з яких наведено в Додатку Л, які надаються вищезгаданим ресурсом, показав низький рівень їх інформаційної

наповненості по відношенню до пунктів «Екологічні параметри в регіоні розташування свердловини» та ряду інших даних, що свідчить про не зацікавленість висвітлення даної інформації, її відсутність або не серйозне відношення до ведення відповідної документації.

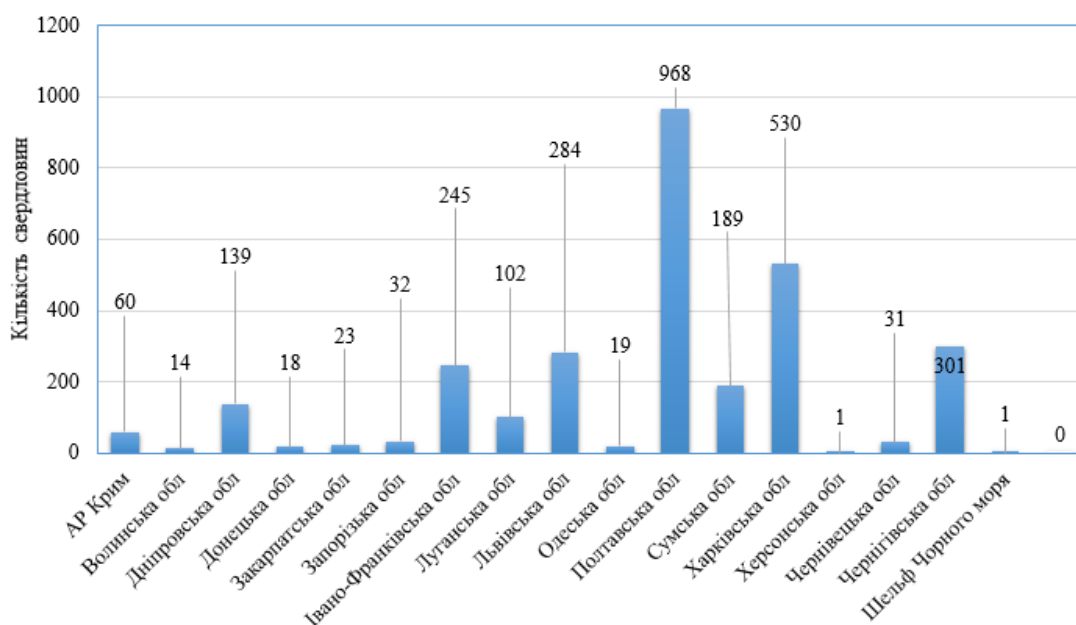


Рисунок 2.16 – Облік ліквідованих свердловин на території України станом 19.03.2019 згідно ДНВП «Геоінформ України»

Проведений моніторинг системи управління екологічною безпекою вказує на необхідність вдосконалення схем реалізації заявлених принципів екологічної політики для окремих об'єктів нафтогазового комплексу.

2.3.2 Вплив показників якості технічних засобів нафтогазовидобувної галузі на екологічну безпеку

Важливою групою показників, які впливають на екологічну безпеку техногенного об'єкту (в нашому випадку нафтогазовидобувна свердловина) є показники якості технічних засобів. Процес спорудження нафтогазових свердловин та наступні етапи життєвого циклу супроводжуються великою кількістю різноманітних технічних засобів, якість та відповідність яких забезпечує високу ймовірність безаварійної роботи. Властивості, які визначають

якість продукції, можуть характеризуватися: параметрами якості (кількісна характеристика якості); ознаками якості (якісні характеристики), які об'єднані в показники якості [184]. До показників якості технічних засобів, які впливають на екологічні ефекти при спорудженні нафтогазової свердловини можна віднести наступні:

- конструктивні показники;
- показники надійності;
- показники економічного використання сировини, матеріалів, палива й енергії;
- показники технологічності;
- показники транспортабельності;
- екологічні показники;
- показники безпеки.

Вищезазначені показники мають, як прямий вплив, так і опосередкований вплив на формування не тільки ризику виникнення небезпечних аварійних ситуацій, а й інших небажаних екологічних ефектів. В Додатку Л наведено екологічні та економічні ефекти показників якості при спорудженні свердловин.

Проведений аналіз показників якості технічних засобів при спорудженні нафтогазової свердловини вказує на тісний взаємозв'язок екологічних та економічних ефектів, що зумовлює необхідність ці поняття розглядати в комплексі.

Отже, пошук врівноваженого балансу між отриманням прибутку та збереженням навколишнього середовища є одним з вирішальних чинників успішної екологізації діяльності підприємств в цілому світі. Відповідно до цих викликів, світові підприємства виробили стратегію еко-ефективності з метою обґрунтування підприємцям, що ресурсоощадне та екологічно спрямоване ведення бізнесу не лише позитивно впливає на навколишнє середовище, а й є вигідним та рентабельним .

Об'єктом дослідження втрати якісних характеристик обрано свердловини на завершальних етапах експлуатації та виведених з експлуатації, які є

потенційними забруднювачами довкілля. Нафтогазові свердловини, що виведені з експлуатації становлять небезпеку для довкілля, так як вони є джерелом витоків метану – газу, що сприяє утворенню парникового ефекту на планеті, а також у свердловині через руйнування її стінок можуть відбуватися витoki флюїдів з подальшим потраплянням у водоносні горизонти. Науковців з Пенсільванського університету, які вивчали закинуті свердловини, встановили, що емісія метану від досліджуваних об'єктів складає 4-7% від загальної кількості антропогенних викидів метану на території штату Пенсільванія [34]. Середні викиди метану із цих свердловин становлять біля 0,27 кг/добу/свердловину.

Дослідження впливу на довкілля свердловин, що виведені з експлуатації є необхідним етапом для оцінки причинно-наслідкових тенденцій та виявлення найбільш небезпечних екологічних ситуацій [354]. Завершальний етап життєвого циклу нафтогазових свердловин характеризується підвищеними ризиками виникнення неконтрольованих процесів, які можуть нести небезпеку для довкілля. На пізніх та завершальних етапах обладнання нафтових та газових свердловин є недостатньо надійне, може бути пошкоджене у результаті агресивності середовища, що супроводжується втратою його якісних характеристик. З часом у свердловини можуть руйнуватися цементні містки, відбувається корозія гирлового устаткування і самої колони, що спричиняє розгерметизацію свердловини. Наслідком даної ситуації є неконтрольоване забруднення пластових вод, ґрунтів та атмосферного повітря.

Екологічні загрози природному середовищу від витоків нафти і газу при експлуатації покладів теоретично менш масштабні порівняно з можливими витокami після закінчення розробки свердловини. Крім того, при експлуатації свердловини забруднення можуть бути попереджені і ліквідовані різними відомими природоохоронними заходами, а у свердловин, що виведені з експлуатації у більшості випадків контроль відсутній.

Сейсмічні рухи можуть активізувати надходження вуглеводнів у свердловину і спровокувати виникнення аварійних викидів нафти і газу. Існують дані досліджень та присутні реальні факти надходження вуглеводнів з глибинних

шарів, що спричиняє неконтрольовані витіки флюїду чи газу в довкілля при розгерметизації конструкції свердловини. Розташування свердловин в заплавах річок підвищує ймовірність міграції вуглеводнів та забруднення гідросфери.

Свердловини, у яких пластові води є корозійно-активними, піддаються утворенню каналів через які відбуваються витіки вуглеводнів. Іноді такі ситуації фіксуються у свердловин, що експлуатуються, не говорячи вже про після експлуатаційний період. Контроль за станом цементного кільця, призначеного для герметизації зазору між обсадною колоною і пробуреною породою, в більшості випадків свідчить про його незадовільний стан. Зазначені «сприятливі» умови для прояву витоків супроводжуються частими грифонами, тобто відкритими виходами нафти і газу на земну поверхню в присвердловинній зоні [77].

Згідно інформації на завершених свердловинах витіки вуглеводнів фіксуються візуально. Приблизний термін служби обсадних труб становить від 25 до 30 років. Після закінчення даного терміну труби через зношеність і корозію повинні підлягати відновленню або ліквідації (тампонування). Згідно з даними про швидкість корозії розраховуються очікувані терміни служби обладнання з моменту обстеження до граничного корозійного зносу (у роках) [114]:

$$\Delta T = \frac{\delta_{\text{доп}} - \delta_{\text{с.р.}}}{v_k}, \quad (2.15)$$

Де ΔT – граничний корозійний знос; $\delta_{\text{доп}}$ – допустимий корозійний знос; $\delta_{\text{с.р.}}$ – фактичний (вимірний) корозійний знос; v_k – середня швидкість корозії.

Знаючи граничний корозійний знос, можна підрахувати прогнозований термін служби обладнання з моменту введення його в експлуатацію до граничного корозійного зносу

$$T_{\text{П}} = T_{\text{с.р.}} + \Delta T, \quad (2.16)$$

Де $T_{\text{П}}$ - прогнозований термін служби обладнання (в роках); $T_{\text{с.р.}}$ – фактичний термін служби обладнання на момент обстеження.

На рис. 3 наведено насосно-компресорні труби (НКТ), які були більше десяти років у свердловині з вмістом корозійно-активних речовин. НКТ можна підняти із свердловини і замінити на відміну від кондуктора, експлуатаційної та технічних колон, які зацементовані у свердловині. У занедбаних, виведених з експлуатації свердловин є такий стан обсадних колон як на рис. 2.17.

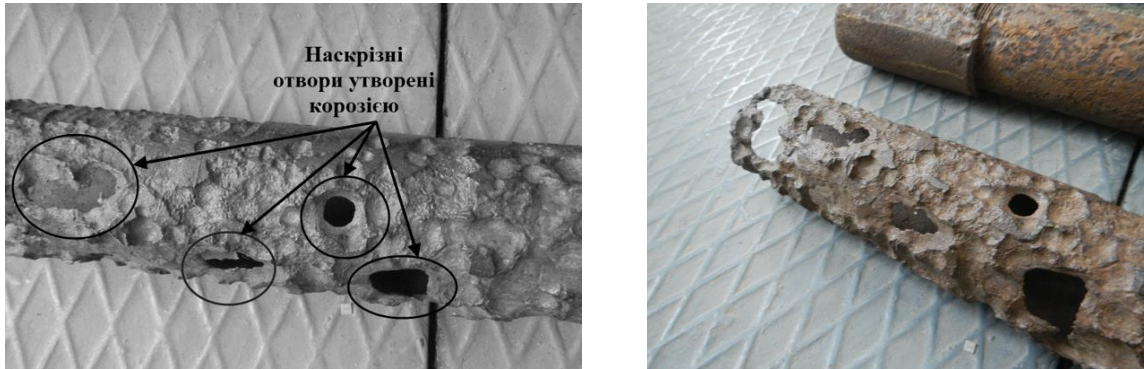


Рисунок 2.17 – Насосно-компресорні труби знищені корозією

Ремонтні роботи передбачають повторне цементування гирла свердловини, однак обсадна колона піддається подальшому руйнуванню. Через це забруднення надр може відбуватися приховано і прямувати до водоносних горизонтів, а при наявності сприятливих умов (проникних пластів порід) надходити в атмосферу у вигляді газопроявлень в околицях свердловини – грифонів. Тому такі заходи можна вважати шкідливими з екологічної точки зору.

На рис. 2.18 представлено схему свердловини, що виведена з експлуатації і можливі шляхи надходження вуглеводнів у різні середовища з різних розгерметизованих ділянок обсадних колон.

1. Бетонна тумба, яку встановлюють при виведенні свердловини з експлуатації замість гирлового обладнання.
2. Кондуктор – обсадна колона для ізолювання верхніх водоносних пластів.
3. Водоносний пласт.
4. Зацементований кондуктор після його спуску.
5. Зацементована ділянка першої технічної обсадної колони в кондукторі
6. Зацементована ділянка першої технічної обсадної колони у відкритому стовбурі свердловини.

7. Перша технічна обсадна колона.

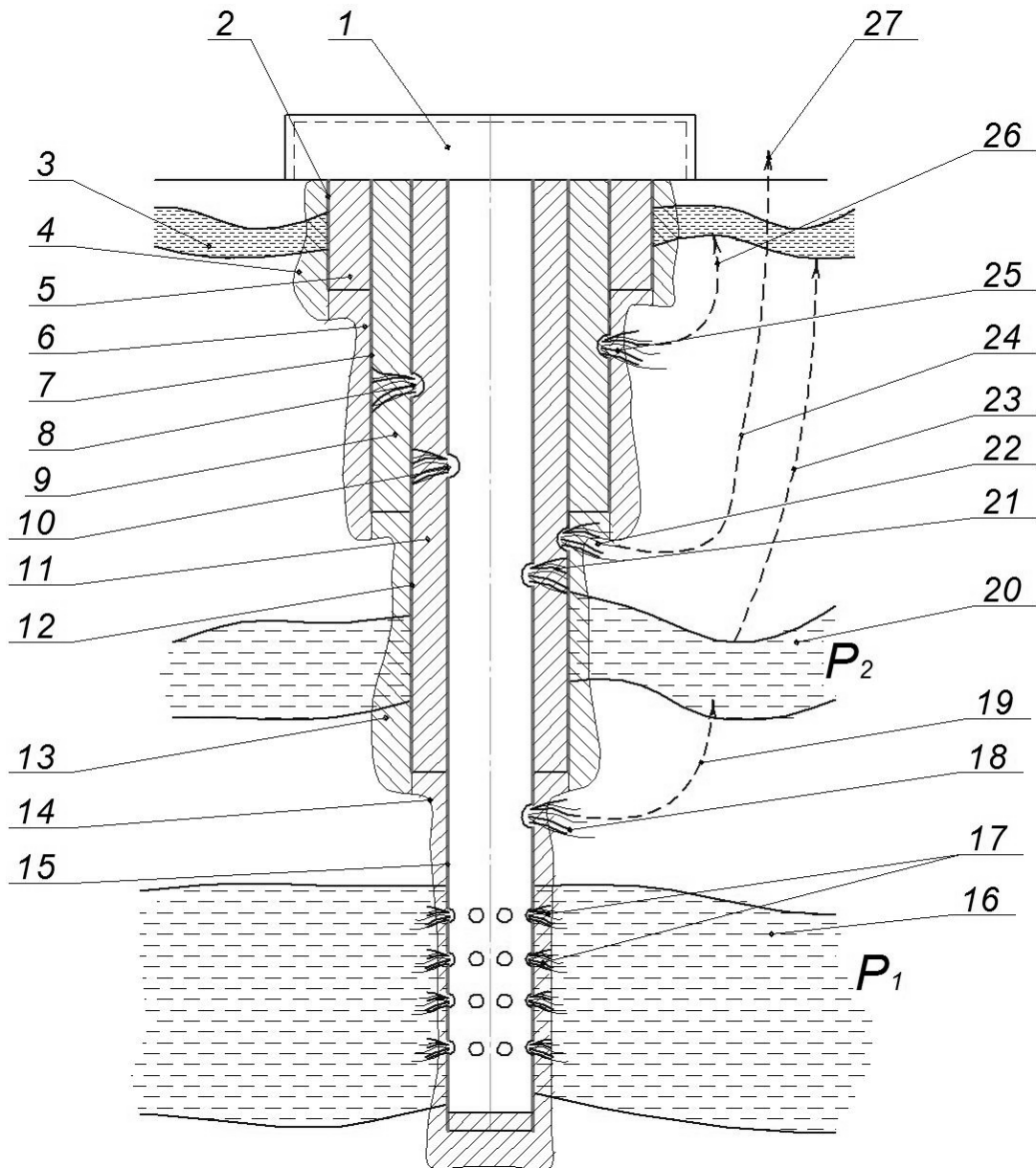


Рисунок 2.18 – Схема експлуатаційної нафтогазової свердловини із можливими несправностями герметизації обсадної колони

8. Розгерметизація другої технічної обсадної колони на ділянці обсадженої першою технічною колоною.

9. Зацементована ділянка другої технічної обсадної колони в обсадженої свердловині першою технічною колоною.

10. Розгерметизація експлуатаційної колони на ділянці обсадженої другою технічною колоною.

11. Зацементована ділянка експлуатаційної колони в обсаджений свердловині другою технічною колоною.
12. Друга технічна обсадна колона.
13. Зацементована ділянка другої технічної обсадної колони у відкритому стовбурі свердловини.
14. Зацементована ділянка експлуатаційної колони у відкритому стовбурі свердловини.
15. Експлуатаційна колона.
16. Продуктивний нафтогазовий горизонт з високим пластовим тиском P_1 .
17. Перфорація експлуатаційної колони в зоні продуктивного горизонту 16.
18. Розгерметизація експлуатаційної колони в необсаджений колоні.
19. Можливе проникнення флюїду з високим тиском в пласт 20 з низьким тиском P_2 .
20. Продуктивний пласт з низьким тиском P_2 .
21. Розгерметизація в нижній частині експлуатаційної колони, яка обсаджена другою технічною колоною.
22. Розгерметизація другої технічної колони у відкритому стовбурі свердловини.
23. Переміщення флюїду із пласта 20 з низьким тиском P_2 після попадання в нього потоку 19 із високим тиском у поверхневі водяні пласти 3.
24. Переміщення флюїду до водяного пласта 3 і на поверхню, в тому числі в атмосферу.
25. Розгерметизація першої технічної колони.
26. Переміщення флюїду до водяного горизонту 3 та в поверхневі води.
27. Неконтрольований вихід флюїду на поверхню (водні об'єкти, атмосфера).

На основі проведених досліджень різноманітних чинників, що формують екологічний ризик в багатофакторних системах впливає необхідність проводити дослідження комплексно з врахуванням факторів зовнішнього середовища, технологічних процесів, якісних характеристик устаткування,

людського чинника, а також оцінювати екологічні ефекти на різних етапах проведення технологічних операцій [357]. Системний підхід при оцінці всіх вищезазначених горизонтів є фундаментом для вибору подальших досліджень процесів та устаткування об'єктів нафтогазової галузі в напрямку запобігання утворенню небажаних екологічних ефектів.

2.3.3 Обґрунтування вибору критеріїв системи управління екологічними ризиками

В системі управління екологічними ризиками необхідно виявити причинно-наслідкові зв'язки виникнення екологічно небезпечних ситуацій. З цією метою було використано метод побудови діаграми Ісікави, який дозволяє візуалізувати дії можливих факторів та ідентифікувати найбільш впливові причини, які можуть провокувати виникнення конкретного наслідку. В діаграмі визначаються фактори, які піддаються управлінню [315]. Таким чином побудована схема факторів, що впливають на виникнення екологічно небезпечних ситуацій на об'єктах нафтогазовидобутку (рис. 2.19).

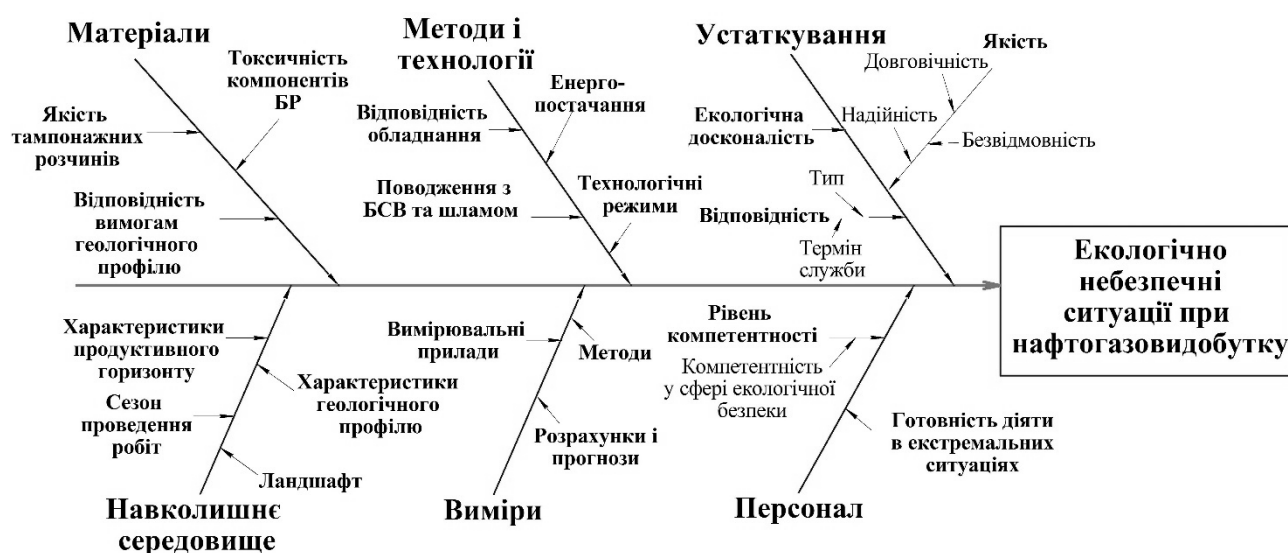


Рисунок 2.19 – Схема факторів, що впливають на виникнення екологічно небезпечних ситуацій на об'єктах нафтогазовидобутку

В ході побудови даної схеми проведено наступні етапи її формування та дослідження згідно методики наведеної в [183]: виявлення та збирання всіх факторів та причин, що будь-яким чином впливають на досліджуваний результат; групування факторів за смисловим та причинно-наслідковими блоками; ранжирування цих факторів всередині кожного блоку; аналіз отриманої картини; «відкидання» факторів, на які ми не можемо впливати; ігнорування малозначущих і непринципових чинників.

На основі проведеного аналізу причин та наслідків виникнення небезпечних екологічних ефектів під час діяльності нафтогазовидобувної галузі, а зокрема, під час спорудження нафтогазових свердловин, та на базі існуючих національних стандартів пропонується ряд критеріїв (табл. 2.9) для ефективного керування екологічними ризиками в умовах можливого виникнення нафтогазових відкритих фонтанів [129, 355].

Таблиця 2.9 – Критерії системи управління екологічними ризиками в нафтогазовидобувній галузі

№ п/п	Критерії	Складові критерію	Примітка
1	Критерій А Територіальний	A1 Рівень екологічної стабільності території	$K_{E.C}$ - коефіцієнт екологічної стабільності території
		A2 Індивідуальні особливості території спорудження свердловини	Враховує особливості рельєфу, кліматичні характеристики, сезон робіт
2	Критерій В Технічний	B1 Наявність та справність необхідного устаткування	Перевірка відповідності, комплектності та справності обладнання
		B2 Ступінь надійності устаткування	$P(t)$ - ймовірність безвідмовної роботи впродовж заданого часу; $\lambda(t)$ - інтенсивність відмов; T_{cp} - середній час безвідмовної роботи; δ - ступінь зносу; $\lambda_{\delta}(\tau)$ - інтенсивність зносових відмов
		B3 Екологічна досконалість обладнання	Рівень використання сучасних технологій запобігання негативним екологічним наслідкам під час аварійних ситуацій

Продовження таблиці 2.9

№ п/п	Критерій	Складові критерію	Примітка
3	Критерій С Технологічний	<i>C1</i> Якість виконання технологічних процесів	Особлива увага до якості виконання технологічних процесів, при яких присутній високий ризик виникнення ГНВП та ВФ
4	Критерій D Індивідуальний	<i>D1</i> Практичний досвід працівників	Основним показником практичного досвіду роботи є стаж роботи
		<i>D2</i> Рівень екологічної компетентності персоналу та керівництва	Показники та рівні сформованості екологічної компетентності у фахівців нафтогазової галузі
		<i>D3</i> Морально психологічна готовність працівника діяти в екстремальних ситуаціях	Показники, які відображають можливість і здатність вирішувати в екстремальній обстановці складні завдання
5	Критерій E Економічний	<i>E1</i> Інвестиції в екологізацію устаткування та технологічні процеси	Кількість виділених коштів на модернізацію устаткування та екологізацію технологічних процесів

Критерій – це ознака, на підставі якої формується оцінка якості об'єкта, процесу, мірило такої оцінки [150].

Критерій A1. Для визначення екологічної стабільності території використовують шкалу градації величини коефіцієнту екологічної стабільності земельної території (табл. 2.10) [190].

Таблиця 2.10 – Шкала градації величини коефіцієнту екологічної стабільності земельної території [190]

№ п/п	Екологічна стабільність території	Величина коефіцієнту екологічної стабільності земельної території
1	Нестабільна	< 0,3
2	Нестійко стабільна	0,34-0,50
3	Середньо стабільна	0,51-0,66
4	Стабільна	> 0,67

Загальний коефіцієнт екологічної стабільності території $K_{E.C}$ розраховується за формулою:

$$K_{E.C.} = (\sum K_{li} \cdot F_i / \sum F_i) \cdot K_P, \quad (2.8)$$

де K_{li} - коефіцієнт екологічної стабільності угідь i -го виду; F_i - площа угідь i -го виду; K_P - коефіцієнт морфологічної стабільності рельєфу ($K_P = 1$ для стабільних і $K_P = 0,7$ для нестабільних територій).

В табл. 2.11 наведено нормативні величини коефіцієнтів екологічної стабільності для різних видів земельних угідь [190].

Таблиця 2.11 – Нормативна величина коефіцієнтів екологічної стабільності для різних видів земельних угідь

№ п/п	Види земельних угідь	Коефіцієнт екологічної стабільності території (K_1)
1	Забудована територія і дороги	0,00
2	Рілля	0,14
3	Виноградники	0,29
4	Лісосмуги	0,38
5	Фруктові сади, чагарники	0,43
6	Городи	0,50
7	Сіножаті	0,62
8	Пасовища	0,68
9	Ставки і болота природного походження	0,79
10	Ліси природного походження	1,00

Критерій А2. До індивідуальних особливостей території впливу спорудження свердловини належить: рельєф, гідрологічна мережа, густота населення, кліматичні характеристики тощо. Так при спорудженні техногенних об'єктів враховується форми рельєфу (розмір, походження, форма); густота населення (щільність); кліматичні характеристики (атмосферний тиск, швидкість і напрям вітру, температура повітря, вологість, атмосферні опади); сезон проведення робіт (весна, літо, осінь, зима). Оцінювання проводиться відповідно до фактичних даних.

Критерій В1. Параметр «Наявності та справності необхідного обладнання» повинен реалізовуватись методом перевірки і контролю наявного та необхідного обладнання його справності і комплектності.

Критерій В2. Ступінь надійності обладнання описує теорія надійності. Надійність – це властивість об'єкта зберігати у часі в установлених межах значення всіх параметрів, які характеризують здатність виконувати потрібні функції в заданих режимах та умовах застосування, технічного обслуговування, зберігання та транспортування [149]. Надійність є комплексною властивістю, що залежно від призначення об'єкта і умов його застосування, може містити в собі безвідмовність, довговічність, ремонтпридатність та збережуваність чи певні поєднання цих властивостей [112].

В теорії надійності є ряд критеріїв надійності системи:

- ймовірність безвідмовної роботи впродовж заданого часу $P(t)$
- інтенсивність відмов $\lambda(t)$
- середній час безвідмовної роботи T_{cp}

Ймовірність безвідмовної роботи протягом заданого часу визначається:

$$P(t) = e^{-\int_0^t \lambda(t) dt} . \quad (2.9)$$

Інтенсивність відмов – це відношення середньої кількості елементів системи, які відмовили $n_g(t)$ до середньої кількості безвідмовно працюючих елементів системи за час $n_{og}(t)$ в межах кількості елементів, які досліджуються.

$$\lambda(t) = \frac{n_g(t)}{n_{og}(t)} . \quad (2.10)$$

Середній час безвідмовної роботи:

$$T_{cp} = \int_0^{\infty} e^{-\int_0^t \lambda(t) dt} dt . \quad (2.11)$$

Ступінь зносу може бути визначена як відношення фактичного стоншення стінки об'єкта Δt_{ϕ} до максимально можливого Δt_{\max} при досягненні стінкою розрахункової товщини [315]:

$$\delta = \frac{\Delta t_{\phi}}{\Delta t_{\max}} \quad (2.12)$$

В процесі експлуатації об'єкта параметр δ під дією випадкових і детермінованих чинників змінюється і досягає згодом граничного значення $[\delta] = 1$ при $\Delta t_{\phi} = \Delta t_{\max}$ після чого стан об'єкта вважається непрацездатним і кваліфікується як відмова.

Інтенсивність зносових відмов $\lambda_{\delta}(\tau)$ у відповідності з положеннями теорії надійності може бути представлена таким чином:

$$\lambda_{\delta}(\tau) = \frac{f(\tau)}{P(\tau)} = \frac{f(\tau)}{1 - Q(\tau)}; \quad (2.13)$$

де $f(\tau)$ - густина розподілу ймовірності відмови; $P(\tau)$ - ймовірність безвідмовної роботи; $Q(\tau)$ - ймовірність відмови.

Точкова оцінка інтенсивності відмов виражається:

$$\lambda_{\delta}(\tau) = \frac{\exp\left(-\frac{u^2}{2}\right)}{0.5 \cdot \sqrt{2\pi} + \int_0^u \exp\left(-\frac{u^2}{2}\right) du}; \quad (2.14)$$

де u - квантиль нормального розподілу.

Критерій В3. Виконання критерію досконалості обладнання полягає в оцінці наявності та використання сучасного досконалого обладнання, яке забезпечує екологічну та промислову безпеку і запобігає виникненню значних збитків, як екологічного, так і соціального характеру. На даний час існують розробки систем автоблокування та автоматичного управління і регулювання промисловою та екологічною безпекою, яка дозволяє уникнути в аварійних ситуаціях розриву апарату [286]. Однак присутня необхідність розробити методику визначення екологічної досконалості устаткування.

Критерій С1. Якість виконання технологічних процесів залежить від якості обладнання, якості необхідних реагентів, а також компетентності відповідальної особи під час прийняття рішень. Ефективність реалізації різних варіантів

технологічного процесу може бути кількісно визначена, тобто виражена за допомогою певної величини: критерію ефективності.

Критерій D1. Практичний досвід працівників оцінюється стажем роботи на відповідній посаді.

Критерій D2. На підприємствах нафтогазової галузі необхідні підвищені вимоги до екологічної компетентності фахівців та керівництва галузі. Одним із способів формування екологічної компетентності у фахівців є додаткова професійна підготовка, що забезпечує безперервність освіти і формування додаткових компетенцій у досвідчених фахівців.

В роботі [230] представлено технологію формування екологічної компетентності у фахівців нафтогазової галузі в системі додаткової професійної підготовки. Визначено показники сформованості екологічної компетентності за рівнями (табл. 2.12).

Таблиця 2.12 – Показники та рівні сформованості екологічної компетентності у фахівців нафтогазової галузі

№п/п	Рівні екологічної компетентності	Показники сформованості екологічної компетентності у фахівця нафтогазової галузі
1	Високий	Прогнозування екологічної ситуації на стадії проектно пошукових робіт, і при проектуванні та розміщенні об'єктів нафтогазового комплексу.
		Використання інноваційних методів, спрямованих на збереження і поліпшення природного середовища.
		Попередження і своєчасне рішення екологічних проблем.
		Попередження і сучасні методи ліквідації надзвичайних ситуацій на підприємствах нафтогазової галузі.
2	Середній	Організація роботи з проведення екологічної експертизи та екологічного моніторингу.
		Розробка плану заходів щодо зменшення впливу на навколишнє середовище.
		Готовність до надзвичайних ситуацій на підприємстві.
		Визначення шкоди навколишньому середовищу від забруднень.
		Визначення ступеня зносу нафтопромислового обладнання, магістральних трубопроводів.

Продовження таблиці 2.12

№п/п	Рівні екологічної компетентності	Показники сформованості екологічної компетентності у фахівця нафтогазової галузі
3	Низький	Застосування отриманих знань і накопиченого досвіду в професійній діяльності.
		Мінімальний вплив на навколишнє природне середовище в процесі здійснення професійної діяльності.
		Готовність до виникаючих змін на виробництві.

Критерій D3. Морально психологічна готовність працівника діяти в екстремальних ситуаціях повинна відпрацьовуватись під час додаткової професійної підготовки. Часто виникають проблеми при застосуванні теоретичних знань у конкретній практичній справі, вирішенні нетипових питань. Психологічна готовність до дій в аварійних ситуаціях – найважливіша складова всебічної професійної підготовленості, суттєва передумова попередження масштабних екологічних збитків. Психологічна готовність будь-якого робітника бурової адекватно діяти при виникненні факторів, що можуть передувати ГНВП та ВФ – це важливий професійний стан його особистості, що характеризує його можливості і здатності вирішувати в екстремальній обстановці складні завдання.

Існують дослідження психологів, де встановлено рівні основних показників психологічної готовності (табл. 2.13): високий, середній, недостатній [310]. Показниками психологічної готовності є: прагнення до активних, практичних дій в надзвичайній ситуації; почуття відповідальності за свою всебічну підготовленість; поінформованість про особливості діяльності в екстремальних умовах; настрої на подолання труднощів в умовах небезпеки.

Критерій E1. Даний критерій оцінюється рівнем інвестицій в модернізацію наявного бурового устаткування, впровадження нових екологічно безпечних технологій та устаткування. Так, наприклад, пропонуються розробки нової насосно-циркуляційної системи та її окремих блоків, яка мінімізує надходження в довкілля агресивних забруднюючих речовин, що присутні при спорудженні нафтогазових свердловин [229].

Таблиця 2.13 – Рівні основних показників психологічної готовності

№ п/п	Рівень психологічної готовності до дій в екстремальних ситуаціях	Показник сформованості психологічної готовності працівника до дій в екстремальних ситуаціях
1	Високий	Стабільна активність до набуття знань, навиків і умінь зі своєї спеціальності; бажання удосконалювати важливі психолого-професійні якості; відповідальне ставлення до психологічного загартування; свідомо орієнтація щодо виконання обов'язків; впевненість у досягненні професійної майстерності; прийняття і виконання настанов на активні цілеспрямовані дії.
2	Середній	Неповна стабільність наполегливості у набутті необхідних знань, якостей; непостійна активність на підготовчих заняттях; нестійке прагнення у досягненні майстерності; недостатня впевненість у самостійних діях у кризових ситуаціях; нечітка настанова на переборення труднощів; недостатнє прагнення до результату дій.
3	Недостатній	Епізодичні прояви самостійності в навчанні та практичній роботі; відсутність бажання удосконалювати психолого-спеціальні якості, уміння і навички; невміння долати труднощі в надзвичайних ситуаціях.

Необхідно реалізовувати на виробництві сучасні технології, що дадуть можливість запобігти значним екологічно небезпечним аварійним ситуаціям. Запропоновані критерії дозволяють керувати екологічними ризиками в напрямку їх мінімізації та запобігати широкомасштабним аварійним ситуаціям на різних етапах життєвого циклу нафтогазових свердловин.

Однак присутнє твердження, що ймовірність виникнення техногенних аварій значною мірою визначається ефективністю природоохоронної діяльності [144]. А природоохоронною є будь-яка діяльність, спрямована на збереження якості навколишнього середовища на рівні, що забезпечує стійкість біосфери [133]. Тому в нафтогазовій галузі одним з важливих чинників, який дозволяє запобігти небезпечним екологічним процесам є якість технічних засобів. Оцінка

якісних показників та їх ефектів в екологічному аспекті є необхідним етапом для формування концепції екологічної безпеки нафтогазовидобувних об'єктів.

2.4 Концепція екологічної безпеки нафтогазовидобувних об'єктів

2.4.1 Вибір вектору інноваційної концепції екологічної безпеки нафтогазовидобувних об'єктів

Проведений аналіз інформації свідчить про неузгодженість системи управління ризиками, зокрема екологічними в нафтогазовому секторі промисловості. Найчастіше на підприємствах працює схема: аварійна ситуація → облік економічних збитків → визначення соціального збитку (якщо пред'явлено позов) → визначення екологічного збитку (якщо пред'явлено позов). Необгрунтовані дані щодо ймовірностей аварійних ситуацій та наслідків (економічних, соціальних та екологічних) або одностороння оцінка виникнення небажаної події без системного встановлення всіх можливих наслідків є основною проблемою при визначенні ризиків.

Досвід останніх 10 років свідчить, що економічні, екологічні та соціальні проблеми не можна вирішувати ізольовано одну від одної. Передбачення та попередження проблем шляхом планування та прогнозування є більш економічно вигідним, порівняно з витратами на ліквідацію їх наслідків. [83, 98].

В праці [314] спостерігається, що екологічний менеджмент набуває превентивного характеру, тобто орієнтації на запобігання появі небезпечних для довкілля субстанцій виробничих процесів, а не ліквідацію вже вироблених забруднень шляхом використання високовартісних очисних систем. Це підтверджує актуальність досліджень, спрямованих на розробку інноваційних концепцій, підходів та рішень для запобігання виникненню нештатних екологічно небезпечних ситуацій.

Такі трансформації управління екологічною безпекою відображаються в екологічній модернізації сучасного виробництва, а також удосконаленні взаємозв'язків інституціональної системи суспільства з навколишнім природним середовищем.

Високий ступінь ризику виникнення аварійних ситуацій, який присутній в нафтогазовій галузі вимагає проведення заходів щодо запобігання небезпечних наслідків. Тому, є необхідність розробити нову концепцію в системі екологічного управління на об'єктах нафтогазової галузі, яка дозволить адекватно оцінити реальну загрозу та визначити правильні дії щодо запобігання виникнення екологічно небезпечних ситуацій.

Загострення екологічних проблем у світовому масштабі спричинило формування концепції екологічної безпеки техногенних об'єктів з точки зору сталого розвитку, при цьому стратегія екологічної ефективності промислових об'єктів дозволяє поєднати економічну та екологічну ефективність, дане поєднання одержало назву еко-ефективність. Термін "*еко-ефективність*" уведено Всесвітньою радою підприємців з питань сталого розвитку — World Business Council for Sustainable Development (WBCSD) — і означає поєднання екологічної та економічної ефективності [307]. В основі досягнення еко-ефективності лежить акцент на створенні продукції з високими корисними властивостями (цінністю принесених послуг), низькою матеріаломісткістю і енергоємністю (Рис. 2.20). Досягнення еко-ефективності націлює компанії на створення більшої цінності для споживачів при мінімізації ресурсокористування, забруднення довкілля і відходів.

В квітні 2019 року в Женеві - Глобальна асоціація нафтовидобувної промисловості з поліпшення екологічних і соціальних показників (ІПЕСА) та Всесвітня асоціація з питань розвитку (WBCSD) домовилися про співробітництво в розробці дорожньої карти сектору SDG (Sustainable Development Goals – Цілі сталого розвитку) щодо нафтогазової промисловості [32, 174]. Ця дорожня карта повинна допомогти нафтогазовій галузі виробити

загальне розуміння того, як вона може виявитися ефективнішою в досягненні SDG.

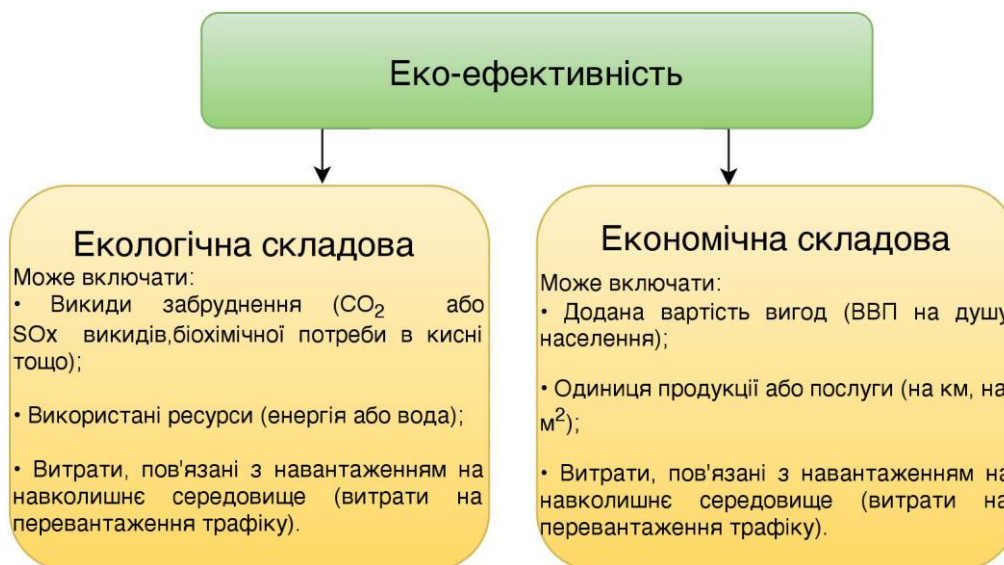


Рисунок 2.20 – Характеристика еко-ефективності

Індикатори еко-ефективності вимірюють ефективність економічної діяльності як з точки зору споживання і виробництва (використання ресурсів), так і його відповідних екологічних впливів [20].

Для нафтогазового сектору є доцільними наступні елементи еко-ефективності:

- скорочення матеріальних потреб на всіх етапах життєвого циклу;
- зниження енергоємності виробництва;
- зменшення дисперсії токсичності;
- підвищення переробки матеріалів;
- максимізація сталого використання відновлюваних ресурсів;
- збільшення терміну служби устаткування.

На даний час залишається складним питанням одержання вимірювальних показників, які можна легко трактувати і брати як основу для порівняння і прослідковування динаміки еко-ефективності.

В таблиці 2.14 наведені загальноекономічні показники еко-ефективності за сектором промисловості [20]. Експлуатація родовища на завершальній стадії, як відмічають науковці Стенфордського університету, є більш енергозатратною,

оскільки на даному етапі зростає коефіцієнт викиду парникових газів [11]. Враховуючи, що в Україні більшість родовищ знаходиться на завершальному етапі виникає необхідність проводити оцінку показників на всіх етапах життєвого циклу родовища, шляхом аналізу процесів видобутку нафти і газу.

Таблиця 2.14 – Показники еко-ефективності: загальноекономічні та за сектором промисловості [20]

Тип показника	Інтенсивність використання ресурсів	Інтенсивність впливу на навколишнє середовище
Загальноекономічні показники	Інтенсивність використання води (м ³ /ВВП) Енергоємність (Дж/ВВП) Інтенсивність землекористування (км ² / ВВП) Матеріалоємність (прямий вхід матеріалу (Direct Material Input) DMI/ВВП)	Інтенсивність скидів у воду (т/ВВП) Інтенсивність викидів у повітря (т/ВВП) Інтенсивність викидів парникових газів (т/ВВП)
Показники за сектором промисловості	Інтенсивність використання води (м ³ /ВВП) Енергоємність (Дж/ВВП) Матеріалоємність (прямий вхід матеріалу (Direct Material Input) DMI/ВВП)	Інтенсивність викидів CO ₂ (т/ВВП) Інтенсивність твердих відходів (т/ВВП) Інтенсивність біологічного споживання кисню (БСК) (т/ВВП)

Запобігання забрудненню, згідно визначення в законі «Про запобігання забрудненню», прийнятого конгресом США в 1990 році - це скорочення або усунення відходів в джерелі шляхом зміни виробничих процесів, стимулювання використання нетоксичних або менш токсичних речовин, застосування методів консервації і повторного використання матеріалів замість їх переміщення в потік відходів [10, 52]. Запобігання забрудненню (P2) - це будь-яка практика, яка зменшує, усуває або запобігає забрудненню в самому джерелі. P2, також відомий як «зменшення джерела», є підходом в управлінні відходами. Зменшення кількості виробленого забруднення означає менше відходів для контролю,

обробки або видалення. Менше забруднення означає меншу небезпеку для здоров'я людей і навколишнього середовища.

Підходи щодо запобігання забруднення можуть застосовуватися до всіх потенційних і фактичних видів діяльності, що викликає забруднення, в тому числі в нафтогазовому секторі. Профілактика важлива для збереження тих критично важливих екосистем - районів, в яких необхідно зупинити забруднення до його початку [51].

Так, наприклад у західній частині України об'єкти нафтогазового комплексу розташовуються поблизу природних рекреаційних зон державного значення, що створює високий ризик техногенного порушення цінних територій. Оскільки головні негативні впливи припадають на приземний шар атмосфери та поверхневі і підземні води, то території поширення поллютантів можуть набувати транскордонного значення, що зумовлює необхідність вдосконалення існуючих та пошуку нових екологічно безпечних методів спорудження та експлуатації нафтогазовидобувних об'єктів.

В нафтогазовій галузі підхід запобігання забрудненню може знизити збиток навколишньому середовищу на всіх її етапах: від видобутку, переробки, транспортування до спалювання палива.

Підходи щодо запобігання забрудненню включають [51]:

- підвищення ефективності використання енергії;
- використання екологічно безпечних джерел палива;
- скорочення використання води та хімічних речовин;
- модифікація виробничого процесу з метою скорочення відходів тощо.

Згідно стратегічного плану Агентства з охорони навколишнього середовища США - EPA показники запобігання забрудненню включають всі середовища – ґрунт, вода, повітря і складають наступні чотири напрямки: скорочення викидів шкідливих речовин на входах виробничих процесів (фунтів); скорочення викидів парникових газів (в метричних тонах еквівалента діоксиду вуглецю: МТ CO₂e); скорочення споживання води (галони); економія коштів, пов'язана зі скороченням шкідливих викидів, МТ CO₂e і витрат води.

Отже, показники еко-ефективності та запобігання забрудненню відображають зв'язок між економічною діяльністю, використанням ресурсів та екологічними ефектами і дозволяють вдосконалювати політику, як окремих нафтогазових підприємств, так і загальнонаціональну, при цьому підвищуючи екологічну ефективність економічного зростання. Такі підходи дозволяють знизити як фінансові витрати (управління відходами та очищення), так і витрати на навколишнє середовище (проблеми зі здоров'ям і шкоди навколишньому середовищу).

2.4.3 Концептуальні положення інноваційної екологічної політики на прикладі нафтогазових підприємств

Підвищення рівня екологічної безпеки об'єктів нафтогазовидобувного комплексу пов'язане із забезпеченням екологічної безпеки, що згідно закону України «Про охорону навколишнього природного середовища» (ст. 50) являє собою «стан навколишнього природного середовища, при якому забезпечується попередження погіршення екологічної обстановки та виникнення небезпеки для здоров'я людей, що гарантується здійсненням широкого комплексу взаємопов'язаних екологічних, політичних, економічних, технічних, організаційних, державно-правових та інших заходів» [271]. Отже, для забезпечення екологічної безпеки об'єктів нафтогазової промисловості необхідно застосувати системний підхід в екологічному управлінні, що згідно трактується як внутрішньо мотивована ініціативна діяльність суб'єктів господарювання, спрямована на досягнення їхніх екологічних цілей і завдань [99].

На основі проведеного аналізу існуючих підходів до управління в секторі нафтогазовидобутку та присутньої необхідності формування еко-ефективної політики нафтогазового комплексу наводяться основні концептуальні положення інноваційної політики:

Розвиток системи екологічного менеджменту об'єктів нафтогазового комплексу згідно з вимогами міжнародного стандарту ISO 14001:2015 та ISO 9000. Відповідно до Директиви 2008/50/ЄС Європейського парламенту та ради необхідно зменшити забруднення до рівнів, які мінімізують шкідливий вплив на здоров'я людини та довкілля в цілому [201]. Вирішення поставлених завдань базується на комплексному впровадженні системи управління навколишнім середовищем, основа якої закладена в міжнародних стандартах якості ISO серії 14000 та ISO серії 9000, в яких наводяться ідеї системного підходу до управління, прийняття рішень на основі фактичного матеріалу та постійного поліпшення діяльності організації в цілому. Основою системного підходу повинна бути екологічна безпека, а фактичні дані щодо забруднення навколишнього середовища об'єктами нафтогазової галузі підтверджують необхідність спрямовувати стратегію діяльності нафтогазовидобувних компаній на запровадження екологічно-безпечних технологій протягом всього їх життєвого циклу.

Оцінка етапів життєвого циклу об'єктів нафтогазового комплексу. Оцінка життєвого циклу з точки зору екологічної безпеки встановлює найважливіші напрямки роботи для запобігання екологічно небезпечним ефектам. Визначення існуючого стану дозволить виявити недосконалості, як в питаннях управлінських, так технічних і технологічних, що дозволить встановити потенційні можливості підвищення рівня екологічної безпеки об'єкту.

Еко-ефективність та скорочення забруднення пріоритетні принципи політики нафтогазової галузі.

Принципи еко-ефективності і положення зазначені в нормативних документах щодо запобігання забрудненню дають можливість сформулювати нові підходи до захисту навколишнього середовища, зберігаючи і захищаючи природні ресурси, в той же час посилюючи економічне зростання за рахунок більш ефективного виробництва в промисловості і скорочення необхідності у пошуку шляхів для поводження з відходами.

Переоснащення технологічних процесів в напрямку їх екологізації шляхом використання екологічно-досконалого устаткування.

Шкідливий вплив об'єктів нафтогазового комплексу на компоненти навколишнього природного середовища залежать від використання виробничих технологій та надійності технічних систем. Запобігання виникнення нештатних ситуацій, що можуть спричинити ризик надходження шкідливих речовин в довкілля забезпечується використанням екологічно-досконалого устаткування і дозволить скоротити екологічно небезпечні ефекти під час технологічних процесів.

Вдосконалення інструментів для визначення потенційного ризику при виникненні надзвичайних ситуацій та індивідуалізоване планування заходів для їх ліквідації

Вплив нафтогазовидобувних об'єктів на довкілля характеризується полікомпонентністю як забруднювачів так і середовищ впливу та мінливістю в часі. При плануванні діяльності, пов'язаної зі спорудженням свердловин та нафтогазовидобутком необхідно створювати прогнози потенційного впливу та визначати рівні ризику при регламентованому режимі функціонування, а також при можливих аварійних ситуаціях. Це дозволить спроектувати комплекс заходів для запобігання розвитку екологічно небезпечних ситуацій. Розробка нових та вдосконалення існуючих інструментів для створення прогнозів та визначення ризиків є актуальним завданням зокрема при забрудненні атмосферного повітря.

Формування висококваліфікованого екологічно свідомого фронтового виконавця на нафтогазовидобувних підприємствах.

Практичний досвід підтверджує, що близько 80 % аварій і техногенних катастроф пов'язані з людським чинником [201]. Принцип «навчання протягом життя» повинен бути першочерговим в нафтогазових підприємствах і має стосуватися як управлінського так і виробничого персоналу.

Переважає більшість наведених положень концепції базується на дослідженнях етапів життєвого циклу нафтогазових об'єктів. Саме підхід оцінки життєвого циклу дозволяє цілісно оцінити багатofакторність

досліджуваної системи. Тому виникає необхідність розглянути методологію оцінки життєвого циклу більш детально та застосувати її для дослідження об'єктів нафтогазової галузі, а зокрема нафтогазових свердловин.

Висновки до розділу 2

1. Розроблено схему динаміки взаємодії нафтогазовидобувних об'єктів з навколишнім природним середовищем, яка вказує на багатofакторність досліджуваної системи. Наведено взаємодію факторів як зовнішнього середовища системи, так і внутрішнього, де представлено природне середовище, яке перебуває в постійній динаміці та технологічні процеси, які відбуваються протягом життєвого циклу свердловини. Тому, багатofакторний підхід дозволяє врахувати різноплановість внутрішніх і зовнішніх зв'язків, вивчення і об'єднання яких дає можливість проявити єдину картину та виявити необхідні шляхи впливу на дану систему для підвищення рівня екологічної безпеки.

2. Проведено аналіз причин виникнення аварійних нафтогазових фонтанів на різних етапах життєвого циклу нафтових і газових свердловин. Наведено фактори, що передували виникненню газонафтоводопроявів та відкритих фонтанів на понад 100 свердловинах в різних умовах їх експлуатації. Фактори згруповано в окремі напрямки та виділено найбільш впливові. Підтверджено важливість організаційного (людського фактору) у формуванні передумов виникнення аварійних нафтогазових фонтанів.

3. Наведено фактори ризику на етапах життєвого циклу свердловини. Реалізовано вибір критеріїв системи управління екологічними ризиками для запобігання виникнення небажаних наслідків на досліджуваних об'єктах. Наведено основні складові критеріїв та можливості визначення їх числових значень. Запропоновані критерії дають змогу адекватно оцінити реальну загрозу та розробити конкретні дії для запобігання виникнення аварійних ситуацій.

4. Здійснено аналіз впливу показників якості технічних засобів нафтогазовидобувної галузі на екологічну безпеку, що вказує на тісний взаємозв'язок екологічних та економічних ефектів технічних засобів при

споруджені нафтової і газової свердловини та необхідність ці поняття розглядати в комплексі. Проаналізовано потенційні загрози від втрати якісних характеристик технічних засобів на прикладі свердловин на завершальному етапі експлуатації та виведених з експлуатації.

5. Розроблено інноваційну концепцію нафтогазового підприємства, яка передбачає профілактичні заходи, моніторинг та оцінку життєвого циклу як інструмент забезпечення еко-ефективності. Також, концепцією передбачається принцип «навчання протягом життя» для управлінського та виробничого персоналу, що дозволить відповідно реагувати на сучасні потреби екологічної політики та вимоги як вітчизняного, так і Європейського законодавства.

РОЗДІЛ 3

ЕКОЛОГІЧНИЙ МЕНЕДЖМЕНТ ЖИТТЄВОГО ЦИКЛУ НАФТОГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

3.1 Методологія оцінки життєвого циклу як інструменту еко-ефективності нафтогазовидобувних об'єктів

3.1.1 Визначення позиції оцінки життєвого циклу в управлінні екологічною безпекою

Покращення стану навколишнього природного середовища є першочерговим завданням міжнародного рівня. Науково-технічний прогрес до теперішнього часу створив значну кількість екологічних проблем: накопичення відходів, утворення викидів, інтенсивне використання вичерпних ресурсів. Ці пункти зокрема стосуються і нафтогазової промисловості.

Завдання отримання групової кількісної експертної оцінки з урахуванням коефіцієнтів відносної важливості оцінюваних показників впливу планованої діяльності на навколишнє середовище в даний час вирішується методами критеріально-експертного зважування, що складають основу інформаційного забезпечення методології оцінки життєвого циклу (ОЖЦ) (Life cycle assessment - LCA), яка широко використовується в практиці екологічного проектування в країнах Західної Європи і Америки [299]. Теоретичні основи даного підходу затверджені в міжнародних стандартах серії ISO 14040-14049 «Методологія аналізу життєвого циклу» [151,152,154]. Згідно з новою версією стандарту, на доповнення до необхідності керувати екологічними аспектами виробничої діяльності, організація повинна поширити свій контроль на кожну стадію життєвого циклу: придбання сировини, проектування, виробництво, транспортування / доставка, використання, утилізація [99].

Для дослідження життєвого циклу (ЖЦ) використовуються положення стандартів ISO 14000, які дають розуміння поняття екологічного менеджменту

виробничого процесу і організації в цілому [98]. Зазначені стандарти демонструють методи оцінки та їх можливі інтерпретації в системі управління життєвим циклом для досягнення кращих показників сталого виробництва. Через систему управління життєвим циклом є можливість мінімізувати екологічні проблеми конкретного виробництва і здійснювати безперервний процес вдосконалення кожного етапу.

Згідно ISO 14040 визначення поняття життєвого циклу звучить наступним чином: життєвий цикл (life cycle) – це послідовні і взаємозалежні етапи виробничої системи, починаючи з придбання сировини або виготовлення продуктів з природних ресурсів і закінчуючи утилізацією [151]. А оцінка життєвого циклу – це збирання та оцінювання вхідних і вихідних потоків, а також потенційних впливів на навколишнє середовище з боку виробничої системи на всіх етапах життєвого циклу продукції.

В стандарті ISO 14001:2015 пропагується запровадження підходу мислення за допомогою життєвого циклу. Такий підхід передбачає особливі вимоги до екологічних аспектів на кожному етапі життєвого циклу – розроблення, закупівлі, використання, транспортування, утилізація тощо, а не тільки вимоги, що висувають до виробничих процесів [99].

Система управління життєвим циклом як один з вагомих елементів систем екологічного управління спрямована на мінімізацію екологічних і соціально-економічних проблем, пов'язаних з продуктом або асортиментом продукту протягом його життєвого циклу та ланцюгом формування вартості. Система управління життєвим циклом дозволяє оперативно відслідковувати життєвий цикл і збалансованість продукту та здійснювати безперервний процес удосконалення продукційної системи [99]. В науковій роботі Стремберг Л.М. зазначено, що ОЖЦ є системним підходом для визначення екологічної безпеки об'єкта та інструментом для проведення початкової стадії оцінки впливу на довкілля [299].

В ДСТУ ISO 14040:2013 [151] зазначено, що ОЖЦ, зазвичай, не охоплює економічні чи соціальні аспекти продукції, але підхід та методологія життєвого

циклу, описані в стандарті ДСТУ ISO 14040:2013, можна застосовувати й до цих аспектів. Використання методології еко-ефективності в ОЖЦ зазначається в праці А. С. Kokossis, F. Thompson та Т. К. Das [36].

3.1.2 Етапи проведення оцінки життєвого циклу

ОЖЦ досліджує потенційний вплив на довкілля послідовно за всіма етапами життєвого циклу від закупівлі сировини до виготовлення, переробки, використання і утилізації (Рис. 3.1).

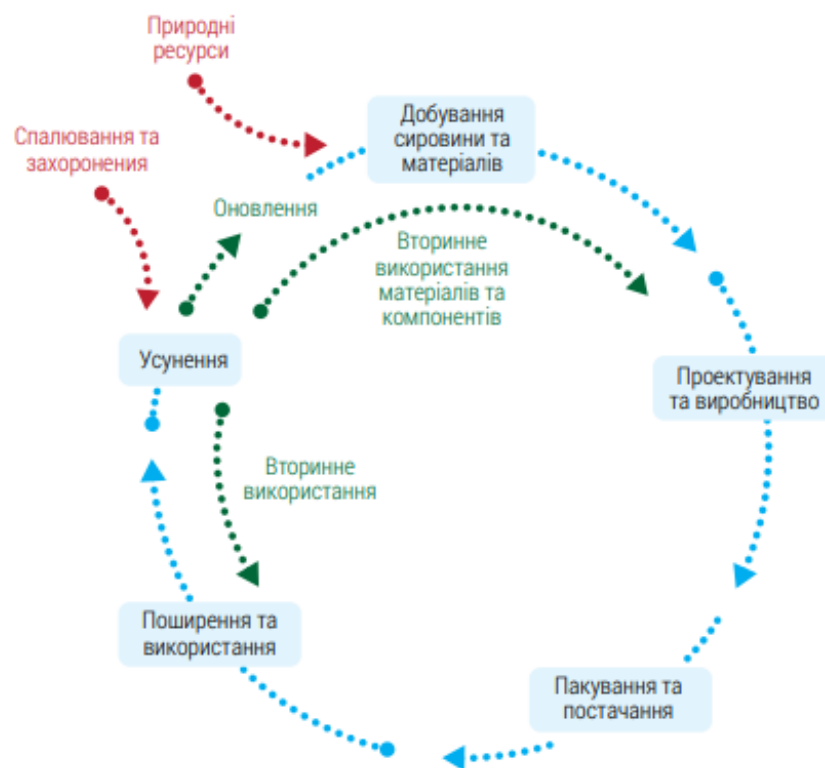


Рисунок 3.1 – Схема життєвого циклу продукту [90]

При цьому загальними категоріями впливу на навколишнє природне середовище є: використання природних ресурсів, здоров'я людей, деградація екосистеми [299].

Під час оцінки життєвого циклу у роботі використовується ряд термінів, які трактуються згідно ISO 14040:2006 [151] наступним чином:

- інвентаризаційний аналіз життєвого циклу (LCI life cycle inventory analysis) етап оцінки життєвого циклу, що включає збирання і кількісне

визначення вхідних і вихідних потоків для даної виробничої системи на всіх етапах життєвого циклу продукції;

- оцінка впливів на протязі життєвого циклу (LCIA life cycle impact assessment) - етап оцінки життєвого циклу, спрямований на розуміння і оцінювання величини і значущості можливих впливів з боку виробничої системи на навколишнє середовище на всіх етапах життєвого циклу продукції;

- інтерпретація життєвого циклу (life cycle interpretation) - етап оцінки життєвого циклу, на якому результати інвентаризаційного аналізу або оцінки впливів або того й іншого пов'язують з поставленою метою і сферою застосування з тим, щоб зробити певні висновки і дати рекомендації;

- елементарний потік (elementary flow) - це матеріал або енергія, які входять в досліджувану систему і були вилучені з навколишнього середовища без їх попереднього перетворення людиною, або виходять з досліджуваної системи і викидаються в навколишнє середовище без їх подальшого перетворення людиною;

- функціональна одиниця (functional unit) кількісна характеристика виробничої системи, яка використовується в якості стандартної одиниці (вимірювання);

- вхідний потік (input) продукція, матеріал або потік енергії, що надходять в одиничний процес (продукція і матеріали включають сировину, проміжну продукцію і супутню продукцію);

- проміжний потік (intermediate flow) продукція, матеріал або потік енергії в проміжках між поодинокими процесами досліджуваної виробничої системи;

- результат інвентаризаційного аналізу життєвого циклу (life cycle inventory analysis result LCI result) результати інвентаризаційного аналізу життєвого циклу, що становлять каталог потоків, які перетинають кордон системи і встановлюють вихідну точку для оцінки впливів життєвого циклу

- вихідний потік (output) продукція, матеріал або потік енергії, що виходить з одиничного процесу (продукція і матеріали включають сировину, проміжну продукцію, супутню продукцію і викиди);

- продукційна система (product system) сукупність одиничних процесів з елементарними потоками і потоками продукції, які виконують одну або кілька конкретних функцій, а також моделюють життєвий цикл продукції;

- одиничний процес (unit process) найменша частина виробничої системи, що розглядається в інвентаризаційному аналізі життєвого циклу, для проведення якого вхідні і вихідні дані кількісно оцінюються.

Методологія ОЖЦ складається з 4 етапів [151].

- мета і визначення меж впливу;
- інвентаризація;
- оцінка впливу життєвого циклу продукції;
- інтерпретація, яка дозволяє прийняти остаточне рішення у відповідності з цілями вивчення ОЖЦ.

Послідовність проведення та взаємозв'язки вищезазначених етапів відображені на рисунку 3.2.



Рисунок 3.2 – Структурна схема ОЖЦ [99]

Продукційна система є центральним об'єктом в процесі оцінки життєвого циклу. Під час оцінки проводиться поділ системи на одиничні процеси, які становлять окремі вхідні потоки, але можуть поєднуватися проміжними та /або вихідними потоками.

Встановлення меж продукційної системи обумовлене одиничними процесами системи, що моделюється. Необхідно створювати такі умови моделювання, щоб вхідні та вихідні потоки були елементарними і дозволяли здійснити кількісне оцінювання.

Інвентаризаційний аналіз – етап, який передбачає проведення традиційного технічного й економічного аналізу нових процесів і продуктів: створюються баланси матеріалів і енергії, що включають сировину, реактиви, продукти, субпродукти і також тверді, рідкі та газові емісії (відходи). Мета інвентаризаційного аналізу полягає у визначенні на основі баз даних вимог до необхідної кількості енергії і необроблених матеріалів (сировини), емісій в атмосферне повітря, скидів у воду, твердих відходів та інших екологічних впливів, що відбуваються протягом життєвого циклу продукції, процесу або діяльності [23].

На основі інвентаризації одержується інформація, яка дозволяє приймати рішення для забезпечення:

- контролю потоків ресурсів в системі;
- визначення потенційно можливого скорочення вхідних і вихідних потоків;
- вибору інноваційних технічних та технологічних рішень, що формують еко-ефективну збалансовану систему;
- вибору альтернативних матеріалів та продуктів;
- порівняння аналогічних даних інших вітчизняних та зарубіжних виробників.

Індикаторами життєвого циклу, як зазначалося вище, можуть бути здоров'я людини, навколишнє природне середовище та природні ресурси [23]. В таблиці 3.1 наведені категорії впливу для моделювання характеристик на рівнях середньої та кінцевої точок, враховуючи індикатори життєвого циклу.

Вплив на здоров'я людини екологічних ефектів спричинених факторами, які виникають під час життєвого циклу нафтогазової свердловини має на меті кількісну оцінку динаміки як смертності, так і захворюваності.

Таблиця 3.1 – Категорії впливу для моделювання характеристик на рівнях середньої та кінцевої точок [23].

Результати інвентаризації	Середні точки ↕	Умовні позначення	Кінцеві точки	Сфери захисту (умовні позначення)
Елементарний потік	Зміни клімату	CC	•	Здоров'я людини (HH)
	Виснаження озонового шару	ODP	•	
	Токсичність для людини	HT	•	
	Распіраторні неорганічні р-ни	RI	•	Навколишнє природне середовище (NE)
	Іонізуюче випромінювання	IR	•	
	Шум	N	•	
	Нешасні випадки	Ad	•	Природні ресурси (NR)
	Фотохімічні озонові формації	POF	•	
	Окислення	Ac	•	
	Евтрифікація	E	•	Природні ресурси (NR)
	Еко-токсичність	ECT, ECA	•	
	Використання земель	LU	•	
	Виснаження ресурсів	RD	•	
	Опустелювання, засолення	LT	•	

Для одержання агрегованих показників здоров'я людини використовують концепцію DALY (Disability Adjusted Life Years) рекомендовану Світовою Організацією Здоров'я, яка поєднує в собі інформацію про якість життя та тривалість життя за одним показником, отримуючи (потенційну) кількість років здорового життя, втрачених через передчасну смертність або захворюваність. Концепція DALY поєднує інформацію про якість і кількість життя в одному індикаторі, виводячи (потенційну) кількість років здорового життя, втрачених через передчасну смертність або захворюваність при цьому враховується вплив різних чинників на здоров'я. Одиницею виміру є один DALY - один втрачений рік «здорового» життя і розраховується за формулою [44]:

$$DALY = YLL + YLD \quad (3.1)$$

Де, YLL – очікувана сума втрачених років життя через передчасну смертність. Розраховується на основі очікуваної тривалості життя в момент смерті;

YLD - очікувана (середня) кількість втрачених років працездатного життя (кількість років хвороби до ремісії або смерті вага інвалідності для конкретної хвороби).

Для визначення впливу на природне середовище життєвого циклу обраного об'єкту чи діяльності Європейська Комісія рекомендує показник PDF (Potentially Disappeared Fraction of species – частка видів, що потенційно пропали) – показник втрати видів, швидкість вимирання на певній території або акваторії [156]. Показник PDF кількісно може представлятися по різному, залежно від досліджень, що проводяться [1]:

- показник втрати видів (PDF) на м² на рік (використовується в методі Eco-indicator 99 для оцінки кінцевих точок);
- фактично втрачені види за рік (на основі щільності видів і PDF) (використовується в методі ReCiPe для оцінки кінцевих точок);
- коефіцієнт втрати видів (PDF) на 1 особу (використовується в методі Impact 2002+ (normalization) для оцінки середніх точок).

Для сфери захисту «природних ресурсів» при визначенні впливу на навколишнє середовище життєвого циклу Європейською Комісією [23] не наводиться рекомендацій, щодо використання методик обчислення кінцевих точок. Це пов'язано з тим, що кожен ресурс характеризується різними показниками. Наприклад, ресурси можуть бути вичерпними - вичерпні, для землекористування – втрата біорізноманіття або руйнування середовища існування, водні ресурси – можуть втрачати тимчасово свої властивості тощо.

В методиці, що наводиться в праці Стремберг Л.М. [299] пропонується розглядати використання тільки чистої сировини, наприклад, чистого заліза, а не залізної руди. На наступних етапах ОЖЦ цей показник ніяким чином не обробляється. Використання RC_j ресурсу j виражається просто сумуванням ресурсу Q_i :

$$RC_j = Q_i \quad (3.2)$$

Оскільки в Україні екологічна політика приводиться у відповідність європейським стандартам і на даний час існуючі законодавчі та нормативні акти дають основу для розробки методологічних положень оцінки екологічної безпеки об'єктів нафтогазового комплексу на основі зарубіжного досвіду, є актуальним здійснити вибір методичних підходів для ОЖЦ об'єктів нафтогазового комплексу.

3.2 Вплив на довкілля об'єктів нафтогазового комплексу впродовж життєвого циклу

3.2.1 Адаптація методики оцінки життєвого циклу до особливостей об'єктів нафтогазового комплексу

Вищерозглянуті методики оцінки життєвого циклу потребують адаптації до умов нафтогазової свердловини та мети досліджень. Тому, враховуючи насиченість ЖЦ різноманітними технологічними процесами та великою кількістю устаткування, які підбираються до конкретних вимог, що обумовлюються геологічними характеристиками залягання покладів, конструктивними особливостями свердловини та рядом інших індивідуальних показників, а також довготривалим часовим проміжком (від 10-20 і більше років) в якому реалізується ЖЦ свердловини є доцільним провести попередню інвентаризацію вхідних і вихідних потоків на основі теоретичних та польових досліджень [346, 360]. Це передбачає побудову наступних схем:

- схеми життєвого циклу нафтогазової свердловини в системі нафтогазовидобувної промисловості;
- схеми визначення меж продукційної системи;
- схеми одиничних процесів життєвого циклу нафтогазової свердловини.

На основі встановленої структури проводиться інвентаризація вхідних і вихідних потоків з використанням різноманітних інформаційних джерел, а

також методу колективної експертної оцінки. При цьому потоки оцінюються бальним принципом, що дозволяє визначити ряд показників, встановлення яких є складним та потребує значних капітальних вкладень. Такий підхід дозволяє побудувати універсальну модель життєвого циклу нафтогазової свердловини, яка дасть можливість виділити потенційно ймовірні для скорочення потоки з метою покращення показників еко-ефективності об'єкту дослідження.

В дослідженнях вибрано інкрементний підхід, який передбачає для оцінки вибір окремих більш коротких процесів, які в подальшому інтегруються в загальний цикл. При цьому позитивний ефект інновацій, запропонованих на вибраних коротких процесах може бути пов'язаний як паралельно, так і послідовно з іншими етапами життєвого циклу, вдосконалюючи їх.

3.2.1.1 Теоретичний аналіз

Теоретичний аналіз проведено з використанням наступної нормативної документації:

- матеріали Стрийського відділення бурових робіт (ВБР);
- матеріали Прикарпатського управління бурових робіт (УБР);
- матеріали Державного науково-виробничого підприємства «Державний інформаційний геологічний фонд України» (ДНВП «Геоінформ України»).
Офіційний сайт: <http://geoinf.kiev.ua/pro-pidpriemstvo/>;

- паспорти свердловин (Додаток М) ;
- ОВД на буріння свердловин;
- геолого-технічні наряди.

Встановлення рівня впливів на довкілля на етапах життєвого циклу нафтогазової свердловини виконано з допомогою методу експертної оцінки.

3.2.1.2 Польові дослідження свердловин

Польові дослідження проводилися на навчально виробничому полігоні Івано-Франківського Національного технічного університету нафти і газу та на об'єктах, що розташовані на родовищах Карпатського регіону, а зокрема на:

- Монастирчанському;
- Битків-Бабчинському;
- Вигода-Витвицькому;
- Північно-Долинському;
- Долинському;
- Летнянському;
- Малогорожанському;
- Дубаневицькому;
- Макунівському.

Враховуючи те, що життєвий цикл свердловини є довготривалим у часовому вимірі, то збір характеристик окремих етапів ЖЦ було виконано на різних свердловинах, що дозволило сформувати системну модель життєвого циклу нафтогазової свердловини.

При дослідженні свердловин використовувались методи візуальної оцінки та за допомогою приладів (Таблиця 3.2).

Таблиця 3.2 – Методи оцінки та фіксації даних при дослідженні свердловин

№п/п	Показник	Метод оцінки та фіксації даних
1	Розташування свердловини	Візуальний, (GPS)-навігатор, фотокамера
2	Особливості рельєфу	Візуальний, картографічний, фотокамера
3	Зовнішній стан обладнання	Візуальний, фотокамера
4	Зовнішні проявлення вуглеводнів	Візуальний, газоаналізатор, фотокамера

Продовження таблиці 3.2

№п/п	Показник	Метод оцінки та фіксації даних
5	Газоконденсатна чи нафтова	Паспорт свердловини, (для свердловин виведених з експлуатації - візуальний, зі слів жителів), фотокамера
6	Наявність інформаційних носіїв	Візуальний, фотокамера

Для визначення газоподібних викидів вуглеводнів використовувався газоаналізатор «ДОЗОР-С-М». Газоаналізатор «ДОЗОР-С-М» призначений для вимірювання концентрації компонентів газоповітряного середовища (горючі гази C_nH_m і пари O_2 , SO_2 , Cl_2 , CO , CO_2): ціна одиниці найменшого розряду (0,1% НКПР (0,01% об.) – горючі гази і пари; 0,1 мг/м³ – діоксид сірки; 0,01 мг/м³ – хлор; 0,1%об. – діоксид карбону, кисень); габаритні розміри 200x200x81мм; маса – 2,0 кг.

3.2.2 Визначення етапів життєвого циклу нафтогазових свердловин

Досконале вивчення впливу нафтогазового комплексу на довкілля ґрунтується на поетапному розгляді кожної стадії його ЖЦ. Для дослідження ЖЦ серед об'єктів нафтогазового комплексу визначено нафтогазові свердловини, як найбільш поширені об'єкти нафтогазового комплексу [351].

Весь ЖЦ нафтогазових свердловин доцільно розглядати за принципами системи якості. Основою даної системи є «петля якості», де одним з головних критеріїв повинна бути «екологічна безпека». Показники якості ЖЦ свердловини з точки зору екологічної безпеки залежать від якості всіх послідовних стадій та засобів їх виконання. Негативні характеристики якості екологічної безпеки можуть бути змінені шляхом впливу на кожну стадію.

Для можливості здійснення системного підходу у вирішенні поставленої мети необхідно створити належні умови. Тому, розроблено схему життєвого

циклу нафтогазової свердловини, де свердловина, представлена як окремий елемент загального життєвого циклу нафтогазової галузі (рис. 3.3) [346].

У ЖЦ свердловини, як показано на рис. 3.3, можна виділити такі основні етапи: розроблення технічних і технологічних проектів, монтаж бурової установки, буріння свердловин, випробування свердловини, демонтаж бурової установки, монтаж експлуатаційного обладнання, освоєння свердловини, експлуатація, завершення експлуатації, виведення свердловини із експлуатації.

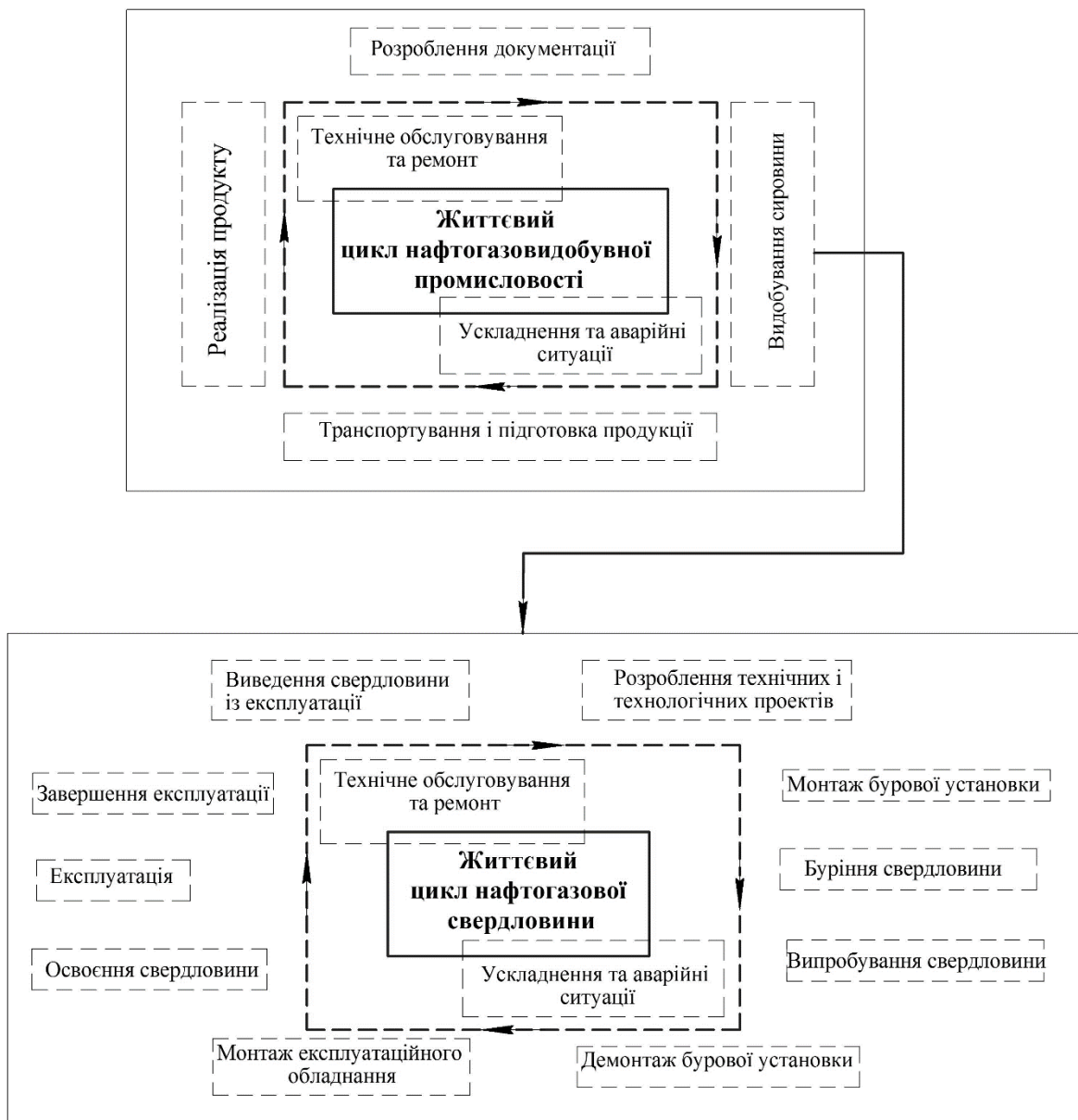


Рисунок 3.3 – Схема життєвого циклу нафтогазової свердловини в системі нафтогазовидобувної промисловості

На етапі «Розроблення технічних і технологічних проектів» необхідно враховувати основи екологічно безпечного надрокористування [92]: досягнення господарської мети за умови мінімального впливу на навколишнє середовище; попередження і прогнозування виникнення джерел екологічної шкоди; відповідальність за порушення технологічних регламентів і норм; мінімізація забруднення довкілля під час виконання робіт, пов'язаних з розбурюванням, освоєнням і експлуатацією свердловини тощо.

На даному етапі закладається настанова всього ЖЦ свердловини, де важлива роль повинна бути відведена на екологічну безпеку. На цьому етапі продовжується розрахунок ризиків, які закладались ще на перед проектних стадіях, згідно вимог ISO 14040-14043, ISO/TS 14048-14049. При розрахунку ризиків їх розділяють на технологічні, охорони праці та навколишнього середовища. Такий поділ часто упускає реальні їх значення, тому необхідно розглядати питання ризиків комплексно [313]. Слід особливу увагу звернути на характеристики району згідно критеріїв зазначених в розділі 2.2.2 щодо вірогідності природних лих (паводки, землетруси тощо), екологічну стійкість району спорудження свердловини, яка визначається рівнями відтворюваності та господарської освоєності земель, розташування населених пунктів, які знаходяться в радіусі впливу нафтогазової свердловини та цінність території з природньої точки зору. Радіус впливу свердловини потрібно розраховувати як для регламентованого процесу, так і для аварійної ситуації, це дасть змогу оцінити ймовірні екологічні ризики.

Етап «Монтаж бурової установки» супроводжується інтенсивним втручанням в навколишнє середовище. На цьому етапі створюються під'їзні шляхи до майбутньої свердловини, на значній території знімається родючий шар ґрунту і облаштування ділянки під бурову, встановлюються виробничі та житлові об'єкти робочої зони. Розташування виробничих та житлових об'єктів під час монтажу бурової установки необхідно проводити з врахуванням переважаючої рози вітрів. Від якості монтажних робіт залежать якісні показники всього процесу спорудження нафтогазової свердловини. На даному етапі

присутній значний вплив від автотранспортних засобів, що здійснюють перевезення матеріалів та устаткування.

На етапі «Буріння свердловини» присутні такі фактори екологічного ризику, як місце розташування свердловини, рівень організації та технологічні процеси і речовини, що використовуються під час процесу спорудження нафтогазових свердловин. Технологічні процеси цього етапу супроводжуються енергетичними затратами, високими тисками та присутністю великої кількості небезпечних хімічних речовин, як техногенного походження (бурові розчини, бурові стічні води), так і природного (нафта, сірководень). При використанні силових приводів з двигунами внутрішнього згорання утворюється значна кількість відпрацьованих газів.

Етап «Випробування свердловини» характеризується викидами нафти в амбари та газу, який спалюється на факелі. Цей процес здійснює негативний вплив, як на приземний шар атмосфери, так і на інші компоненти довкілля.

Етап «Демонтажу бурової установки» супроводжується розбиранням та вивезенням бурового обладнання і рекультивацією території. В процесі рекультивації відбувається видалення та утилізація відходів буріння (буровий розчин, буровий шлам, бурові стічні води, хімічні реагенти тощо). В ряді випадків через неякісно проведену рекультивацію в місцях знаходження шламових амбарів та стічних вод трапляються випадки гибелі тварин, а також такі території тривалий час можуть бути непридатними для використання [57].

«Монтаж експлуатаційного обладнання» може проводитись ще з недемонтованою буровою установкою або за допомогою вишкових підйомників (спеціальних агрегатів). Свердловини можуть бути оснащені наступним експлуатаційним обладнанням: фонтанна арматура, газліфтне обладнання, відцентрові глибинні насоси, верстати-качалки з штанговими насосами тощо. Для запобігання потрапляння в довкілля небезпечних речовин вимагається високоякісна надійна герметичність устьового устаткування.

Етап «Освоєння свердловини» є екологічно небезпечними за рахунок потрапляння в довкілля значної кількості продуктів із свердловини. Викиди

здійснюються по відводах на певній відстані від свердловини на зовнішню поверхню. Територія даної поверхні спеціально облаштована відбійними валами. При наявності газу його спалюють. Якщо в суміші присутня рідина чи нафтопродукти, то на території повинен бути завчасно приготовлений амбар для їх збору. На даному етапі вся продукція із свердловини надходить на відкриту поверхню, де проходить їх інтенсивне розповсюдження в довкіллі.

Етап «Експлуатації» є найбільш тривалим в порівнянні з іншими виробничими етапами. При експлуатації нафтогазових свердловин ступінь техногенного навантаження визначається експлуатацією родовищ і великим фондом свердловин, значною протяжністю внутрішньо-промислових трубопроводів, десятками різних технологічних установок тощо.

На етапі «Завершення експлуатації» екологічний ризик зростає при використанні невідповідного, застарілого технологічного обладнання, коли фізико-хімічні властивості використовуваних флюїдів призводить до перевантаження та зниження ефективності роботи обладнання.

Етап «Виведення свердловини із експлуатації». На даний час існує складна проблема щодо свердловин, які виведені із експлуатації. Від початку своєї діяльності нафтогазова галузь пробурила величезні кількості свердловин і до теперішнього часу значна частина з них є не ідентифікована і знаходиться без відповідного нагляду, що створює велику небезпеку для довкілля. Пошкоджене свердловинне обладнання, наслідком чого є порушена герметичність призводить до неконтрольованого забруднення пластових вод, ґрунтів та атмосферного повітря. За дослідженнями, проведеними науковцями з Принстонського університету закинуті нафтові і газові свердловини можуть бути джерелом значних викидів парникових газів, перш за все метану, в атмосферу Землі [34]. Тільки в США нараховується близько 3 млн. занедбаних свердловин.

За даними Російського міністерства природи з 75 тис. свердловин 7 тис. є безконтрольними, через які відбуваються витіки вуглеводнів. А територію, біля селища Береке в Дагестані можна назвати зоною екологічного лиха через постійні розливи нафти із закинутих свердловин [173].

Поблизу Астрахані знаходиться газоконденсатне родовище, де є велика кількість свердловин, що виведені з експлуатації, частина з них є незаконсервованими. Існує потенційна загроза виходу на поверхню такого небезпечного газу як сірководень. За словами доктора біологічних наук, професора, члена-кореспондента РАНУ. Яблокова, якщо сірководень вирветься, він накриє місто. Люди загинуть протягом п'яти хвилин. Сірководень - це отрута, яка викликає нервово-паралітичну дію. У 1970-ті роки були випадки, коли вихлопом накривало навколишні села і люди гинули. Астраханське газоконденсатне родовище відрізняється великим вмістом сірки. Сірку добувають і утилізують. А сірководень, який супроводжує газо- і нафтовидобуток, становить величезну екологічну небезпеку. Він може прорватися не тільки зі свердловин, а й з трубопроводу [122].

На території національного парку «Бузулукський бір», що знаходиться в Оренбургській області існує техногенна загроза, яку створюють нафтові свердловини, пробурені починаючи з 1972 р. Зафіксовано просочування нафти на поверхню, пропуск газу, перевищення ГДК вуглеводневої сировини. На території національного парку фіксується різкий запах газу, що поширюється далеко за межі кордонів ділянок, на яких знаходяться свердловини [108].

За даними Комітету геології і надрокористування Міністерства енергетики та мінеральних ресурсів Казахстану в Атируській області затоплені водами Каспійського моря у результаті підйому його вод є 128 свердловин, що виведені з експлуатації, а 1400 таких одиниць залишаються в зоні можливого затоплення. В інших областях нафтового району існує така ж проблема. Ці свердловини, як зазначено в статті «Казахстанської правди», є мінами заповільненої дії [239]. Підтвердженням катастрофічної екологічної ситуації у водах Каспійського моря є масова загибель птахів, дельфінів, риби, внаслідок витоків нафти з ліквідованих та законсервованих свердловин, аварій на свердловинах тощо, це викликає небезпеку перетворення Каспію у мертве море [76].

На території України проблема закинутих свердловин є також надзвичайно гострою. В Прикарпатті експлуатацію нафтогазових родовищ розпочато в 50-і

рр. XIX ст. за допомогою шурфів-колодязів в місцях природних виходів нафти на денну поверхню. З 80-х рр. XIX ст. на цих родовищах пробурено 3629 свердловин багатокolonної конструкції без цементування колон. Більше 60% цих свердловин у занедбаному стані. Історично склалося, що на території розроблюваних родовищ утворилися населені пункти і міста. Прикладом такого міста може слугувати Борислав Львівської області. З 1972 р на території гірничих відводів родовищ, що розробляються Передкарпаття з'явилася вторинна загазованість. Складність проблеми загазованості полягала в невивченості шляхів міграції вуглеводнів, відсутності технології попередження і дегазації об'єктів. Були розроблені способи локалізації газовиділень, що включають: буріння дегазаційних свердловин в місцях інтенсивних газовиділень, відновлення раніше занедбаних і ліквідованих свердловин, дегазацію свердловин і шурфів-колодязів, ліквідацію заколонних перетоків вуглеводнів у свердловинах за допомогою парафінобітумної суміші, утилізацію газу під вакуумом [185].

Проблема загазованості м. Борислава вивчалася методом дистанційного зондування Землі. Було створено і використано методику геохімічного контролю стану загазованості повітряного басейну вуглеводнями у комплексі з спектрометричною інтерпретацією матеріалів аерокосмічних зйомок, та методику виявлення шахт-колодязів методом дешифрування аерокосмічних знімків. Результатом проведених робіт були побудовані карти геохімічних аномалій території м. Борислав, на яких відображено більше 40 аномалій, розроблено принципи методики дослідження забруднення повітря газоподібними вуглеводнями природного походження, уточнено та доповнено карту джерел забруднення приповерхневого шару атмосфери вуглеводнями, створено карту діючих та покинутих свердловин і шахт-колодязів [185]. При забрудненні водних об'єктів та ґрунтового покриву шкідлива дія на організм людини більш розтягнута в часі, а поширення вибухонебезпечних вуглеводневих газів в приземному шарі атмосфери може спричинити спалахи і вибухи вуглеводневої сировини [303].

Сейсмічні рухи можуть активізувати дані свердловини і спровокувати виникнення аварійних викидів нафти і газу. Результатом цього є перетворення значних територій на зони екологічного лиха. Герметичність свердловин при їх консервації розрахована на 20-30 років. З часом у свердловини можуть руйнуватися цементні містки, відбувається корозія гирлового устаткування і самої колони, що спричиняє розгерметизацію свердловини. Існують дані досліджень та присутні реальні факти надходження вуглеводнів з глибинних шарів, що спричиняє неконтрольовані витоки флюїду чи газу в довкілля при розгерметизації конструкції свердловини. В джерелах інформації систематично появляється інформація про витоки нафти і руйнування консерваційних конструкцій на закинутих свердловинах різних країн світу. Тому проблема поводження з свердловинами в після експлуатаційний період на даний час стоїть надзвичайно гостро.

«Технічне обслуговування та ремонт» проводяться на всіх етапах життєвого циклу свердловини від монтажу бурової установки до завершення експлуатації. Технічне обслуговування та ремонтні роботи супроводжуються надходженням забруднювачів в довкілля через технологічні процеси цих етапів та використання різноманітних агресивних речовин для їх проведення. Наприклад, під час ремонтних робіт на нафтогазових свердловинах для підвищення продуктивності пластів використовують різноманітні кислоти та інші небезпечні хімічні речовини.

Згідно графіка наведеного на рис. 3.4 кожен наступний ремонт обладнання знижує показники його якості стосовно екологічної безпеки.

«Ускладнення та аварійні ситуації» можуть виникати на різних етапах життєвого циклу свердловини. Основними причинами їх виникнення є порушення технологічних процесів, недосконалість конструкції обладнання, а також непередбачувані ситуації під час розбурювання пластів.

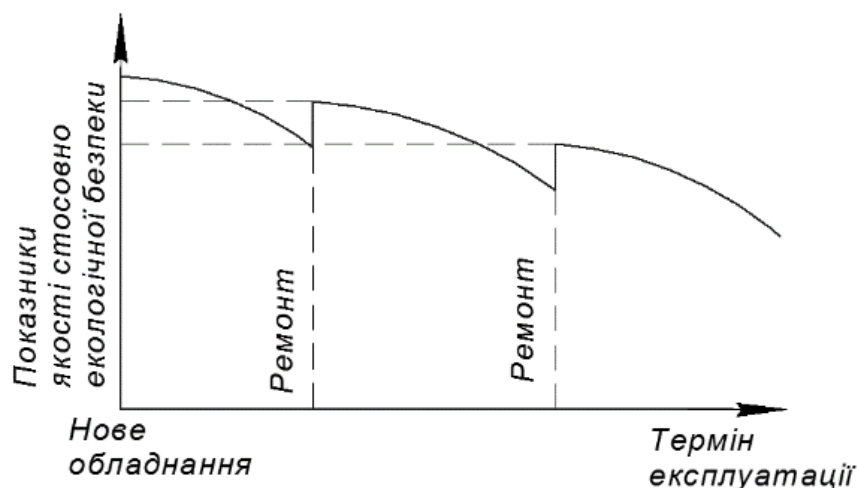


Рисунок 3.4 – Зміна показників якості стосовно екологічної безпеки нафтогазовидобувного обладнання від терміну експлуатації

Ці процеси є джерелами забруднення всіх сфер навколишнього середовища шкідливими речовинами різних класів небезпеки, зокрема через атмосферне повітря полютанти поширюються на значні території.

3.2.3 Практичні дослідження етапів життєвого циклу нафтогазових свердловин

Польові дослідження охопили етапи буріння свердловини, випробування, експлуатації, завершення експлуатації та виведення свердловини з експлуатації.

Етап буріння свердловин досліджувався на родовищах: Летнянському, Малогорожанському, Дубаневицькому та Макунівському. Буріння свердловин передбачає різноманітні технологічні процеси, які фіксуються кожного дня на циклограмах. Під час польових досліджень на всіх свердловинах аналізувалися умови проведення робіт по спорудженні свердловин. Відмічено відсутність ізолюючого покриття території бурової установки для запобігання потрапляння реагентів та флюїдів у шари ґрунту. Також, окремі одиниці устаткування розташовувались на ґрунті, що може негативно відобразитися на їх якісних характеристиках рис. 3.5



а



б

Рисунок 3.5 – Відсутність облаштування території спорудження свердловини
Оцінено потребу в ресурсах на етапі буріння свердловини (табл. 3.3).

Таблиця 3.3 – Потреби в ресурсах під час етапу буріння свердловини

Ресурси	Одиниці виміру	Значення		Примітка
Земельні ресурси,	га	3,5		Згідно ВБН В.2.4 -00013741-001:2008
Водні ресурси	м ³ /добу	Виробничі потреби	3,25	При вахті 5 чол
		Побутові потреби	0,97	
Енергетичні: - дизпаливо	т/добу	Двигун приводу лебідки та ротора	0,385 (Кв=0,58)	Кв - коефіцієнт використання
		ДВЗ	0,338 (Кв=1)	
	кг/год	Автотранспорт	2,4811	
Сировинні: - цемент - хімреагенти	т т	309,7		Наведені дані для свердловини глибиною 4500м
Трудові	чол	5		вахта

Утворення викидів на етапі буріння свердловини залежить від умов спорудження свердловини.

Етап випробування свердловин досліджувався на свердловинах Летнянського родовища (рис. 3.6).



Рисунок 3.6 – Випробування свердловин

Згідно даних ОВД для проведення розрахунків потужності викидів забруднюючих речовин в повітряне середовище і їх концентрації прийнято, що в процесі випробування свердловини протягом 8 годин викидається і спалюватися на факелі 30 тис.м³ природного газу. При спалюванні природного газу на горизонтальній факельній установці до складу продуктів згорання входять: азоту оксиди, вуглецю оксид і метан.

Етапи експлуатації та виведення з експлуатації досліджувалося на навчально-виробничому полігоні ІФНТУНГ, де було проаналізовано облаштування трьох свердловин: №64-Долина, №81-Вигода-Витвиця та №152-Північна Долина та на території Монастирчанського та Бабчинського родовищ, що поблизу с. Солотвино, Богородчанського району, Івано-Франківської області.

Свердловина №64-Долина: період буріння (01.03.1960 – 25.05.1961); пробурений вибій 3145м. Свердловина розвідувальна і розташована в межах міста Долина (рис. 3.7).

На рис. 3.8 представлено вигляд майданчика розміщення свердловини №64-Долина. На рис. 3.8б зображено установку штангового глибинного насосу з гідроприводом, який на даний час є єдиним в Україні, що дозволяє досліджувати його технічні переваги з точки зору екологічної безпеки в порівнянні з

використовуваними верстатами-качалками, а також проводити дослідження його оптимальних режимів роботи.



Рисунок 3.7 – Розташування свердловини №64-Долина

Такі дослідження дають можливість вдосконалювати існуючу конструкцію пристрою в напрямку ресурсозбереження, енергозбереження та екологічної безпеки.



а

б

Рисунок 3.8 – Вигляд майданчика розміщення Свердловини №64 –Долина:

а – облаштування майданчика; б - установка штангового глибинного насосу з гідроприводом

Свердловина №81-Вигода-Витвиця: період буріння (20.11.1987 – 10.02.1989); пробурений вибій 3972м. Свердловина розвідувальна і розташована в с. Гошів (Рис. 3.9).



Рисунок 3.9 – Розташування свердловини № 81-Вигода-Витвиця

Свердловина облаштована фонтанною арматурою (рис.3.10а), проводиться постійний контроль тиску на манометрах з метою вчасного розвантаження свердловини. Продукція, що надходить із свердловини збирається в ємності (рис. 3.10). Територія розташування свердловини має свої особливості з точки зору екологічної безпеки: на півдні розташовуються жилі приміщення, на заході на відстані 340м протікає річка Лужанка, а на сході на відстані 350м протікає р.Свіча.



а



б

Рисунок 3.10 – Свердловина № 81-Вигода-Витвиця: а- облаштування свердловини; б - ємності для збору продукції свердловини № 81-Вигода-Витвиця

Свердловина №152-Північна Долина: період буріння (25.11.1971 – 08.06.1973); пробурений вибій 3918м. Свердловина розвідувальна і розташована в с. Гузіїв (рис. 3.11).

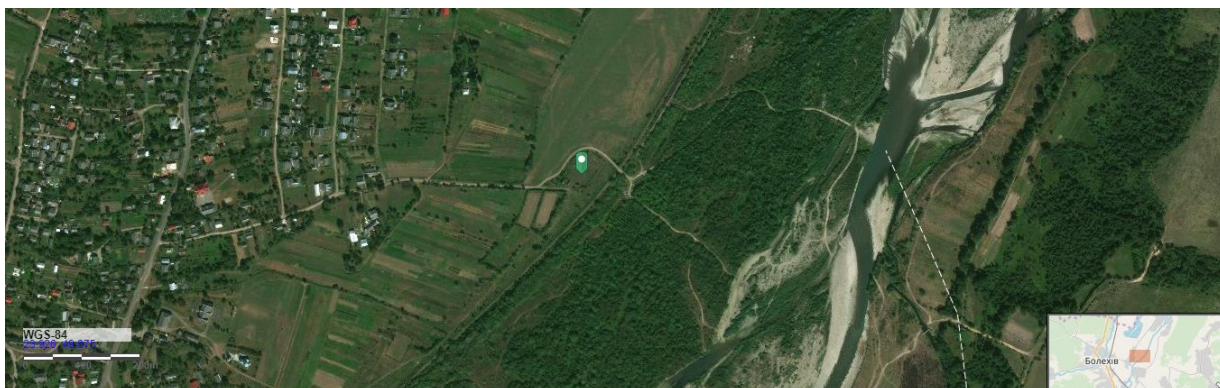


Рисунок 3.11 – Розташування свердловини №152-Північна Долина
Облаштована фонтанною арматурою (рис. 3.12а), проводиться постійний контроль тиску на манометрах з метою вчасного розвантаження свердловини. Продукція, що надходить із свердловини збирається в ємності (рис. 3.12б).



а



б

Рисунок 3.12 – Свердловина №152-Північна Долина:

а) облаштування свердловини; б) ємності для збору продукції свердловини

Свердловини виведені з експлуатації досліджувались на території Монастирчанського та Бабчинського родовищ. Було досліджено 9 нафтогазових свердловин, які виведені з експлуатації (рис. 3.13).

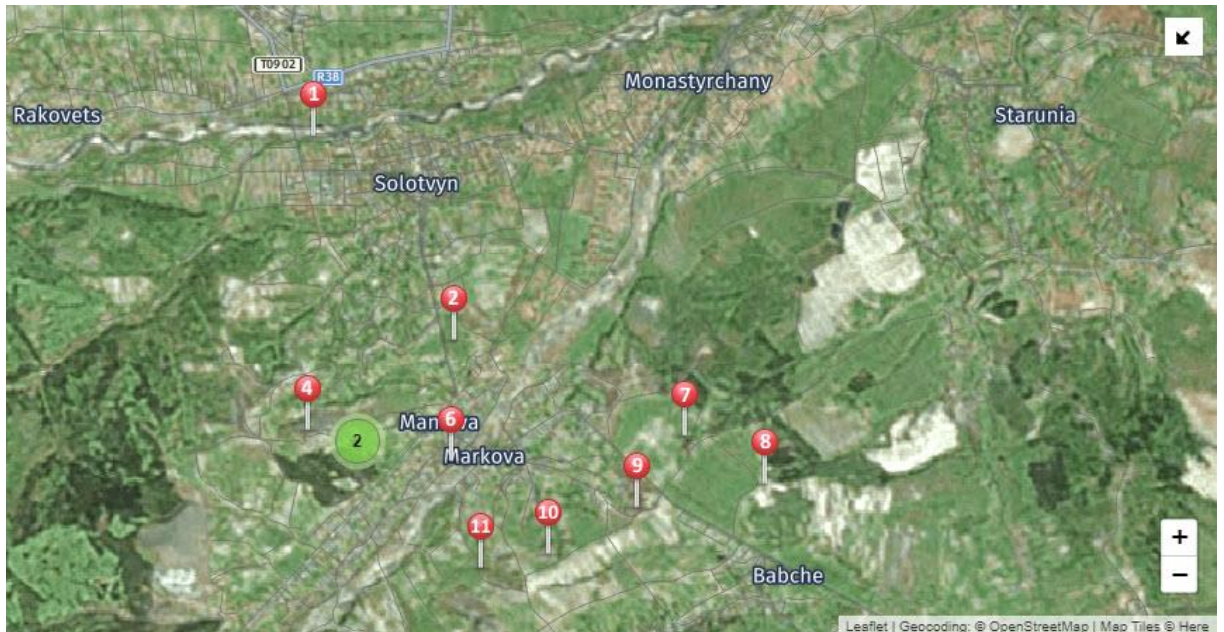


Рисунок 3.13 – Карта-схема розташування досліджуваних об'єктів

Основними критеріями для оцінки ймовірного екологічного впливу на довкілля були: розташування свердловин відносно населених пунктів, річок та інших особливостей рельєфу, зовнішній стан обладнання, газова чи нафтова, наявність зовнішніх проявлень витоків вуглеводнів, наявність інформаційних носіїв (рис. 3.14а).



а



б

Рисунок 3.14 – Облаштування свердловин, що виведені з експлуатації
а – законсервована свердловина з встановленою цементною тумбою; б – не законсервована свердловина, що виведена з експлуатації

В ході польових досліджень виявлено нафтогазові свердловини, на яких була проведена консервація і встановлена цементна тумба рис. 3.14а та не законсервовані рис. 3.14 б.

Під час досліджень було відмічено нераціональне, екологічно-небезпечне розташування окремих об'єктів. Увагу привернула свердловина поблизу річки, яка, зі слів місцевих жителів неодноразово затоплювалась. На даній свердловині встановлена фонтанна арматура 1965 року, що свідчить про значний вік свердловини. Зовнішній стан обладнання свердловин визначався як незадовільний, умовно задовільний та задовільний. Зведені результати досліджень наведені в таблиці 3.4.

Таблиця 3.4 – Зведені результати досліджень свердловин, що виведені з експлуатації

№ п/п	Назва свердловини	Газова/нафтова (Г/Н)	Інформаційні носії (+/-)	Наявність населених пунктів, відстань (м)	Особливості рельєфу	Зовнішній стан обладнання	Зовнішні проявлення витоків вуглеводнів
1	Раковець №1	Н	+	50м	Рівнинна місцевість, пасовище	Незадовільний	Присутні розливи нафти
2	Раковець № 7	Н	-	30 м	Горбиста місцевість, пасовище	Незадовільний (негерметизована)	Відсутні
3	Монастирчани №1	Н	+	500м	Горбиста місцевість	Умовно задовільний	Відсутні
4	Монастирчани №6	Н	+	500м	Горбиста місцевість	Умовно задовільний	Відсутні
5	Бабче №3	Г	+	450м	Горбиста місцевість	Задовільний	Відсутні
6	Невідома	Н	-	30м	Рівнина річка на відстані 30м	Незадовільний (фонтанна арматура 1965 року)	Присутні розливи нафти
7	Монастирчани №3	Г	+	1000м	Горбиста місцевість	Задовільний	Відсутні

Продовження таблиці 3.4

№ п/п	Назва свердловини	Газова/нафтова (Г/Н)	Інформаційні носії (+/-)	Наявність населених пунктів, відстань (м)	Особливості рельєфу	Зовнішній стан обладнання	Зовнішні проявлення витоків вуглеводнів
8	Бабче №5	Г	+	1000м	Горбиста місцевість	Задовільний	Відсутні
9	Монастирчани №8	Г	-	1500м	Горбиста місцевість	Незадовільний	Присутні витoki газу

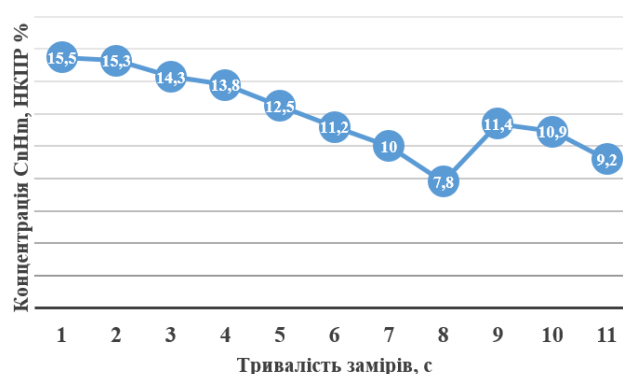
В результаті обслідувань свердловин встановлено:

- забруднення поверхні витокami нафти (Раковець № 1 та свердловина з невідомою назвою);
- викиди метану в атмосферу (Монастирчани №8);
- наявність на близькій відстані селітебних територій та річки (рис.3.14б);
- неякісні або відсутні (рис. 3.14б) інформаційні носії;
- у більшості досліджених об'єктів зовнішній стан обладнання задовільний або умовно задовільний, окреме обладнання датується 1965 роком;
- серед досліджуваних об'єктів виділено 30% з незадовільним станом обладнання.

В ході досліджень стану свердловин проводились вимірювання викидів газоподібних речовин. На рисунку 3.15а наведено екран газоаналізатора



а



б

Рисунок 3.15 – Обстеження свердловин, виведених з експлуатації газоаналізатором ДОЗОР-С-М: а – екран газоаналізатора «ДОЗОР-С-М» під час замірів викидів вуглеводнів; б – динаміка зміни концентрації CnHm на свердловині Монастирчани №8

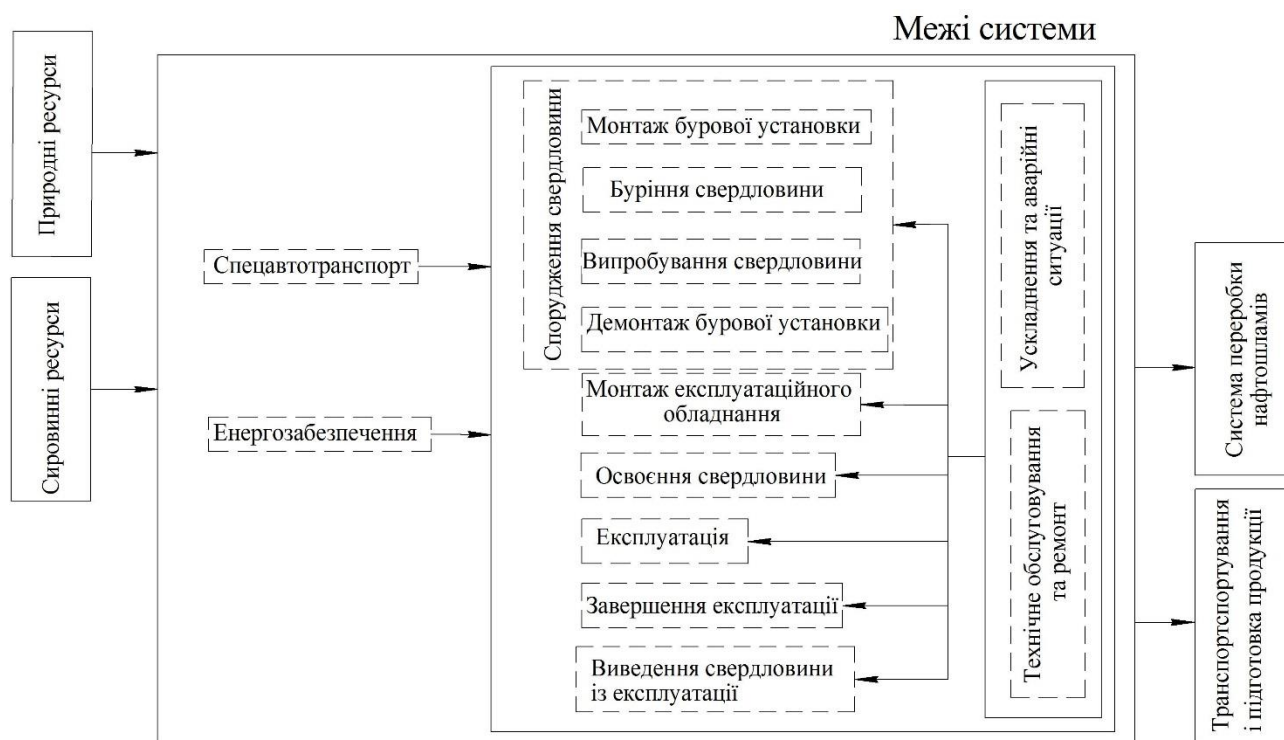
«ДОЗОР-С-М» під час замірів викидів вуглеводнів на свердловині Монастирчани №8, де було зафіксовано концентрації метану, які наведено на рис. 3.15б.

Проведені польові дослідження нафтових та газових свердловини дають можливість здійснювати наступні етапи оцінки життєвого циклу та формувати загальну модель ЖЦ свердловин з подальшим виокремленням найбільш екологічно небезпечних етапів.

3.2.4 Розроблення моделі життєвого циклу нафтогазової свердловини

Життєвий цикл нафтогазових свердловин супроводжується використанням різноманітного обладнання та матеріалів, тому дослідження етапів «від колиски до могили» є складним багатофакторним процесом. Одним із сучасних підходів є поетапне оцінювання життєвого циклу: кожен крок процесу аналізується, а потім інтегрується для можливості оцінки загальної картини. В літературі зустрічається практика використання інкрементно – ітеративного підходу при оцінці життєвого циклу [36]. Дослідження життєвого циклу нафтогазової свердловини доцільно проводити використовуючи вищезгаданий підхід: як окремої системи в системі нафтогазового комплексу, де складні процеси і об'єкти виділяються і розглядаються як окремі системи і в подальшому інтегруються в загальний життєвий цикл.

Метою проведення ОЖЦ нафтогазової свердловини є визначення еко-ефективності та потенціалу скорочення викидів. Функціональною одиницею визначено: життєвий цикл тривалістю 20 років експлуатаційної нафтогазової свердловини. Виходячи з головного принципу ОЖЦ - «від колиски до могили», екологізації підлягає весь продукційний ланцюжок – в даному випадку від спорудження свердловини до виводу її з експлуатації. Особливістю даного об'єкту дослідження є те, що після виводу з експлуатації нафтогазових свердловин залишається високий ризик їх впливу на довкілля, який потребує подальшого моніторингу [85]. На рис. 3.16 наведено межі досліджуваної продукційної системи.



Навколишнє середовище системи

Рисунок 3.16 – Схема визначення меж продукційної системи

На всіх етапах життєвого циклу нафтогазових свердловин виникають потреби в різного роду ресурсах (транспорт, енергія, природні ресурси та інші матеріали) вони формують вхідні потоки, при цьому на виході утворюються різноманітні ефекти, що впливають на навколишнє середовище (емісії, скиди, шум, вібрація тощо) вони генерують вихідні потоки (рис. 3.17).



Рисунок 3.17 – Вхідні та вихідні потоки в системі «Нафтогазова свердловина»

Продукційна система «Нафтогазова свердловина» згідно методики ОЖЦ поділяється на ряд одиничних процесів: підготовка майданчика, монтаж бурової установки, буріння свердловини, випробування свердловини, демонтаж бурової установки, монтаж експлуатаційного обладнання, освоєння свердловини, експлуатація, завершення експлуатації (видобування вуглеводнів) та виведення свердловини із експлуатації.

Методикою ОЖЦ передбачено виділення одиничних процесів для можливості кількісної оцінки елементарних потоків. Однак в життєвому циклі свердловини присутні етапи, в яких відбуваються велика кількість технологічних процесів із залученням різного устаткування та матеріалів. Тому, такі етапи доцільно розглядати як підсистеми в загальній продуктивній системі. Прикладом такого етапу є етап буріння свердловини.

Одиничні процеси пов'язані між собою потоками проміжної продукції та (або) відходами з іншими продукційними системами, а з навколишнім середовищем за допомогою елементарних потоків. Елементарні потоки включають в себе використання ресурсів, викиди в атмосферне повітря, скиди у водні об'єкти, розливи на ґрунти, які пов'язані з досліджуваною системою. В залежності від індивідуальних характеристик умов спорудження свердловин (табл. 3.5) можуть дещо змінюватися ефекти, спричинені одиничними процесами та змінюватися елементарні потоки.

Таблиця 3.5 – Характеристики умов спорудження свердловин

Природні	Технічні	Технологічні	Організаційні	Проектні
Ландшафтні та кліматичні особливості території. Геологічні умови.	Комплектація бурового наземного обладнання. Комплектація бурового свердловинного обладнання.	Спосіб буріння. Технологія буріння.	Під'їзні шляхи. Енергопостачання. Водопостачання.	Глибина свердловини. Тривалість буріння.

На Рисунку 3.18 наведено одиничні процеси життєвого циклу нафтогазової свердловини, які дозволяють оцінити кількісно вхідні і вихідні потоки.

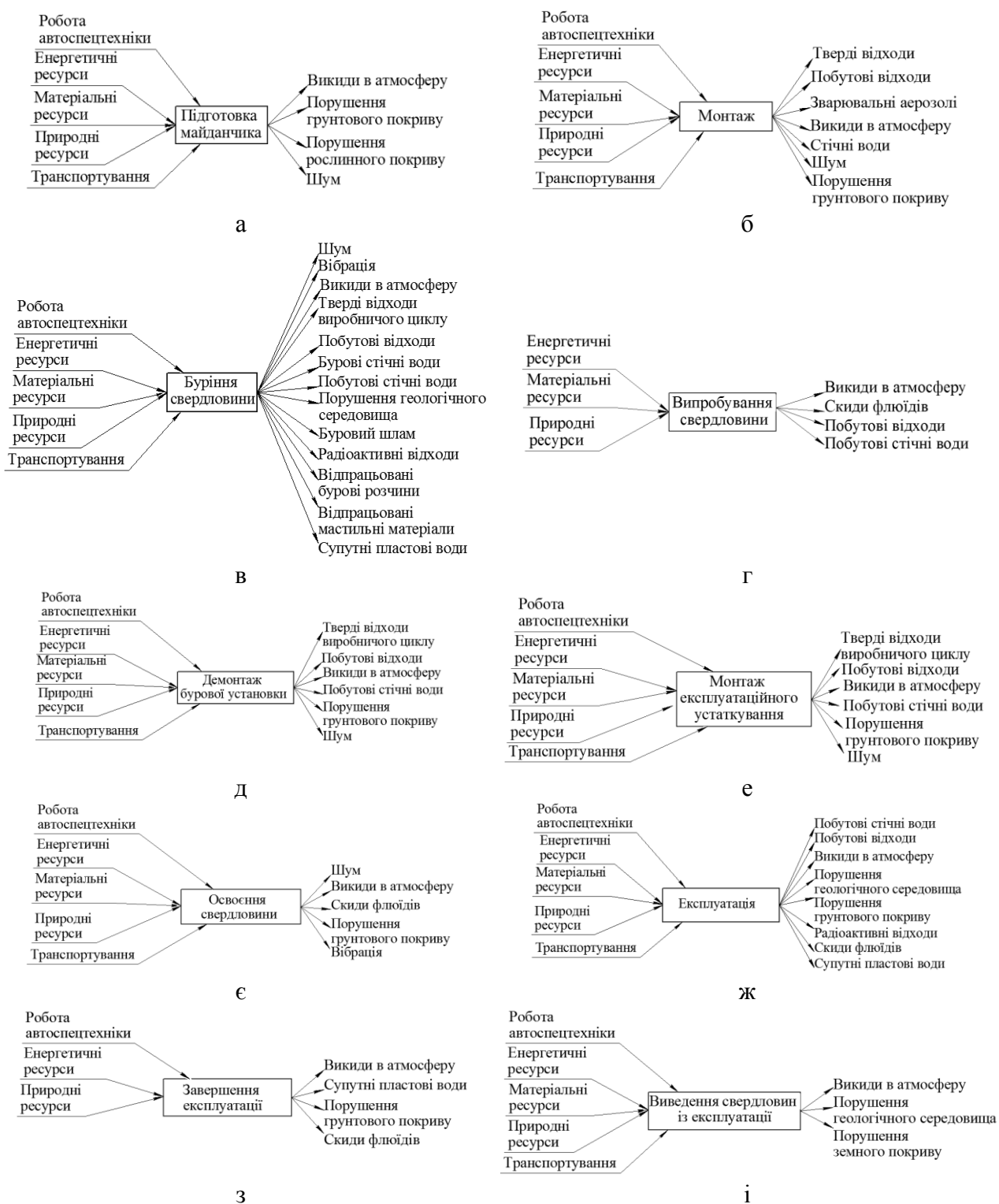


Рисунок 3.18 – Схеми одиничних процесів життєвого циклу нафтогазової свердловини: а – підготовки майданчика; б – монтаж; в – буріння свердловини; г – випробування свердловини; д – демонтаж бурової установки; е – монтаж експлуатаційного устаткування; є – освоєння свердловини; ж – експлуатація; з – завершення експлуатації; і – виведення свердловини з експлуатації.

Враховуючи складність процесів та багатофакторність впливів на довкілля, що формують кінцеві ефекти на етапах життєвого циклу нафтогазової свердловини доцільно проводити інвентаризацію з метою визначення орієнтовного потенційного впливу окремих етапів життєвого циклу.

Такий підхід дозволяє сфокусувати увагу на найбільш впливових з екологічної точки зору процесах.

Результати інвентаризації етапів життєвого циклу нафтогазової свердловини наведено на Рисунках 3.19 - 3.23. Інвентаризація проведена для умовної свердловини, життєвий цикл якої складає 20 років. Оцінка проводиться в умовних одиницях (балах) впливовості потоків, визначених за допомогою комунікативних та текстологічних методів експертної оцінки, а також польових досліджень на території навчально-виробничої лабораторії інституту нафтогазової інженерії Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу та свердловин на родовищах Карпатського регіону.

Зокрема, проведено опрацювання матеріалів наукових досліджень, статистичних даних, нормативної документації в даній галузі та вивчення думки фахівців, як під час індивідуального інтерв'ю, так і груповим методом на виробничо-технічній нараді в Стрийському відділенні бурових робіт БУ «Укрбургазу». В таблиці 3.6 наведено значення коефіцієнтів конкордації, що демонструють переважно високий та середній рівні узгодженості думок експертів.

Таблиця 3.6 – Значення коефіцієнту конкордації

Тип свердловини	Нафтова свердловина			Газова свердловина		
	Вхідні потоки					
Показник	Коеф. Конкордації (W)	Критерій узгодженості Пірсона (χ)	Ступінь узгодженості	Коеф. Конкордації (W)	Критерій узгодженості Пірсона (χ)	Ступінь узгодженості
Енергетичні ресурси	0,75	67,41	високий	0,75	67,41	високий
Матеріальні ресурси	0,92	82,57	високий	0,92	82,57	високий

Продовження таблиці 3.6

Тип свердловини	Нафтова свердловина			Газова свердловина		
	Природні ресурси	0,84	75,82	високий	0,84	75,82
Робота автоспецтехніки	0,9	81,34	високий	0,9	81,34	високий
Транспортування	0,96	86	високий	0,96	86	високий
Вихідні потоки						
Викиди в атмосферу	0,92	82,83	високий	0,94	84,48	високий
Шум	0,93	83,54	високий	0,93	83,54	високий
Вібрація	0,69	61,79	середній	0,69	61,79	середній
Тверді відходи виробничого циклу	0,83	74,39	високий	0,83	74,39	високий
ТПВ	0,9	80,86	високий	0,9	80,86	високий
Відходи з підвищеною іонізацією	0,95	85,85	високий	0,95	85,85	високий
Стічні води виробничого циклу	0,69	67,79	середній	0,69	67,79	середній
Побутові стічні води	0,96	86,42	високий	0,96	86,42	високий
Порушення ґрунтового покриву	0,9	81,18	високий	0,9	81,18	високий
Порушення геологічного середовища	0,95	85,63	високий	0,95	85,63	високий
Скиди флюїдів	0,96	86,77	високий	0,95	86,89	високий
Супутні пластові води	0,98	88,44	високий	0,96	86,43	високий

Вхідні потоки оцінювались для моделі нафтогазової свердловини, а вихідні було розділено на модель нафтової та модель газової свердловини, оскільки окремі етапи: випробування, освоєння та експлуатації для нафтової характеризувалися більшою кількістю розливів флюїдів, а для газової – переважанням емісій в атмосферу.

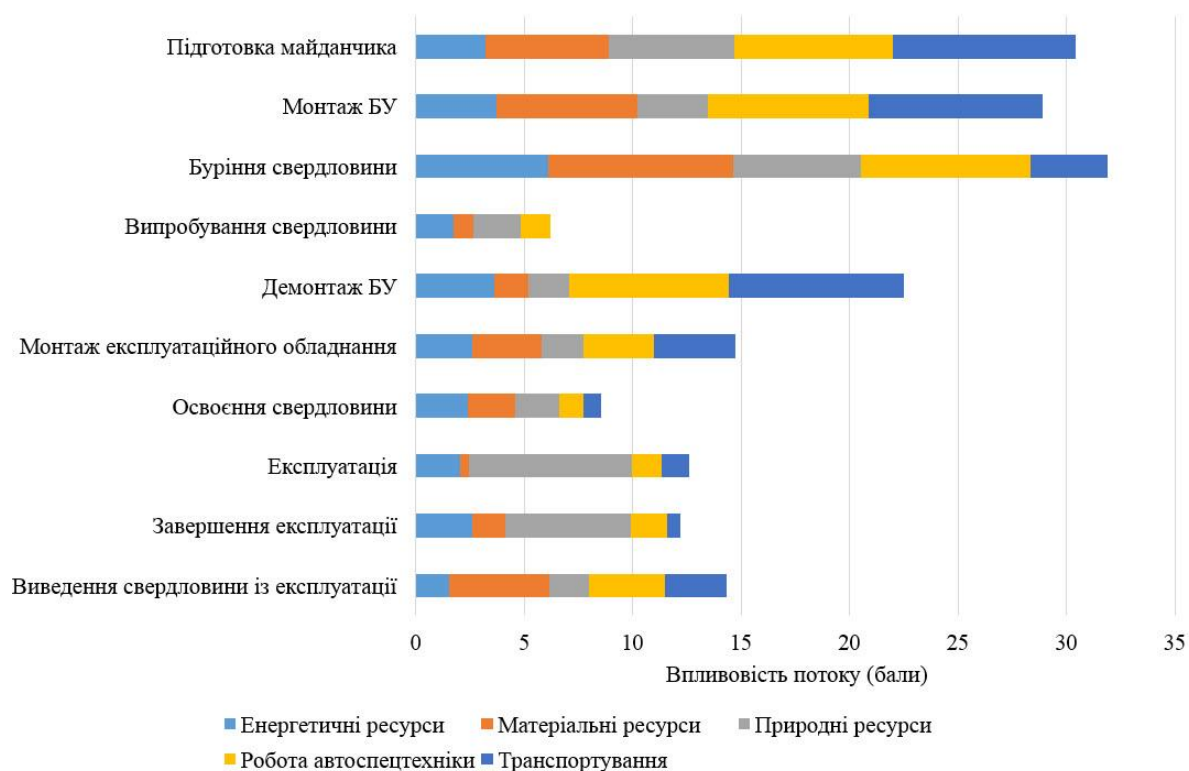


Рисунок 3.19 – Результати інвентаризації вхідних потоків

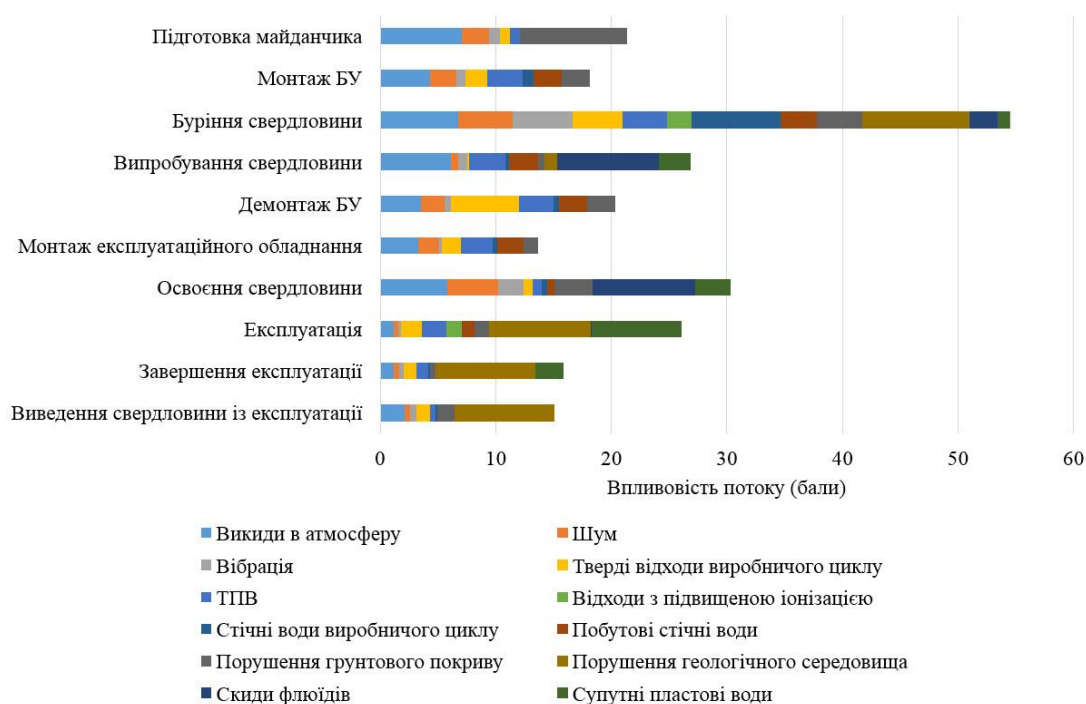


Рисунок 3.20 – Результати інвентаризації вихідних потоків нафтової свердловини

Згідно інвентаризації визначено, що найбільш ресурсовитратними є етапи буріння свердловини, монтажу, демонтажу бурової установки та виведення свердловини з експлуатації.



Рисунок 3.21 – Результати інвентаризації вихідних потоків газової свердловини

На етапі буріння спостерігається найбільша потужність горизонтів вхідних потоків за винятком транспортування, який найбільш інтенсивний на етапах монтажу та демонтажу. Етап експлуатації виражений середніми значеннями потужності вхідних потоків, однак враховуючи рис. 3.22, варто відмітити, що тривалість даного етапу становить близько 85 % від загального життєвого циклу нафтогазової свердловини. Інвентаризація вихідних потоків показала, що етап буріння за різноманітністю та потужністю потоків є найбільш значним (рис. 3.21). На основі проведеного аналізу понад 100 аварійних випадків на свердловинах виявлено етапи на яких спостерігається найвищий потенційний ризик виникнення ГНВП та ВФ (рис. 3.23).

До таких етапів належать буріння, освоєння, випробування, монтаж експлуатаційного обладнання та експлуатація. За даними (рис. 3.22) тривалість цього етапу становить всього 2 %, однак потенційний ризик виникнення аварійних екологічно-небезпечних ситуацій складає 0,8, що є досить високим. Тому етапи буріння та експлуатацію доцільно виділяти як підсистеми в системі

життєвого циклу нафтогазової свердловини, що дозволить коректно встановити вхідні та вихідні потоки (рис. 3.24).

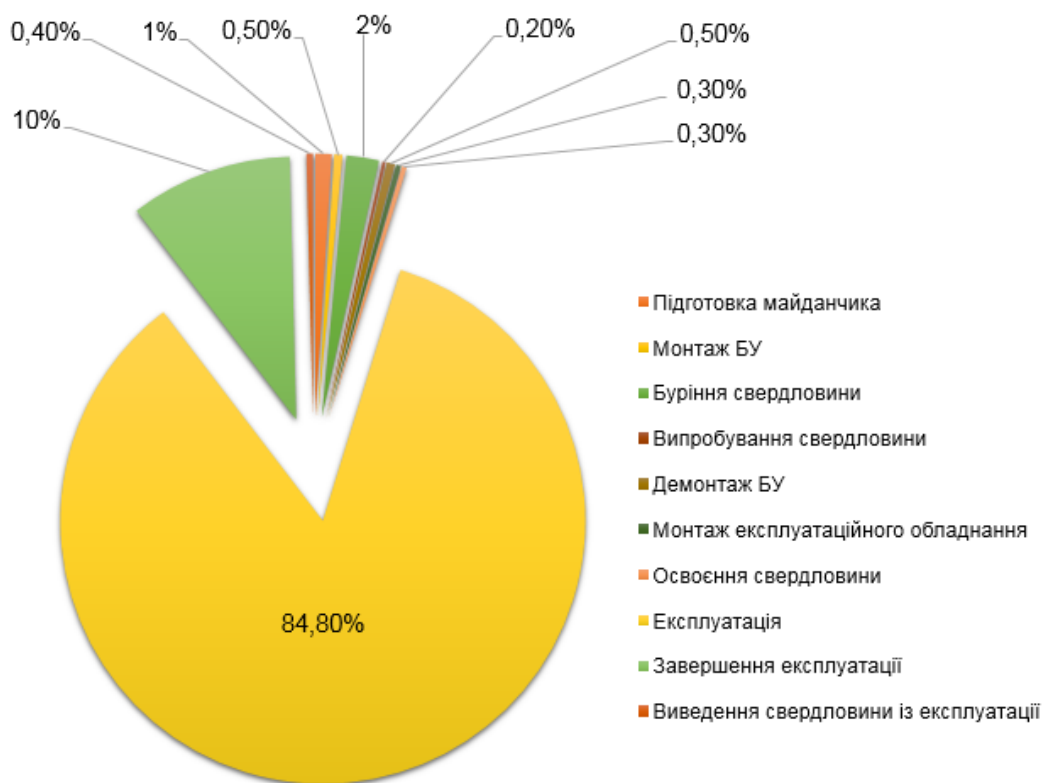


Рисунок 3.22 – Орієнтовна тривалість етапів життєвого циклу нафтогазової свердловини

Так, для підсистеми «буріння свердловини» доцільно виділити наступні одиничні процеси: тампонажні роботи, промивання свердловини та спуско-підймальні операції. А для підсистеми «експлуатації свердловини» - зміна виду експлуатації у зв'язку із падінням дебіту (фонтануючий, газліфт, штанговими глибинними насосними установками та електровідцентрові свердловинні установки); капітальний ремонт свердловинного обладнання та роботи з інтенсифікації.

Згідно досліджень, наведених в [354, 346] свердловини, виведені з експлуатації створюють потенційну небезпеку забруднення довкілля. Тому подальші дослідження на цьому етапі необхідно спрямовувати для вирішення проблеми поводження із свердловинами, виведеними із експлуатації.

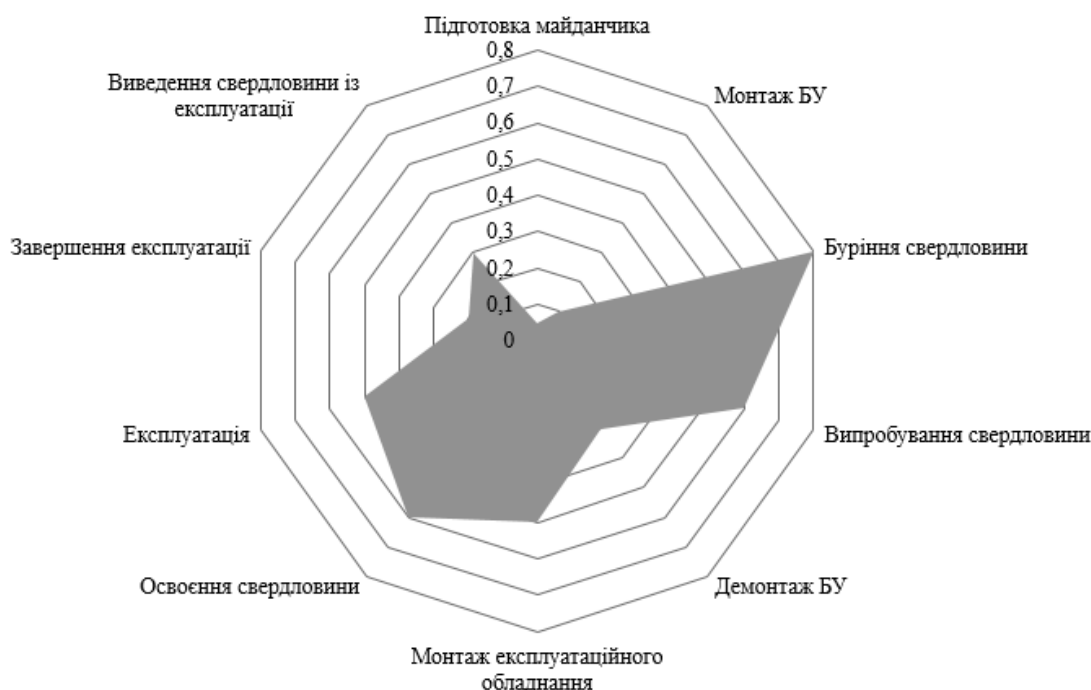


Рисунок 3.23 – Потенційний ризик виникнення ГНВП та ВФ протягом життєвого циклу нафтогазових свердловин

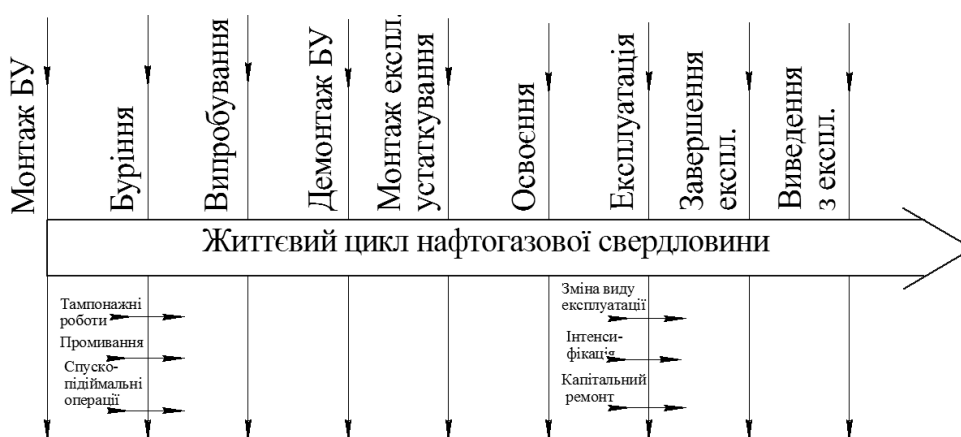


Рисунок 3.24 – Структура системи нафтогазової свердловини при аналізі життєвого циклу

Попередня інвентаризація дозволила виявити етапи життєвого циклу нафтогазової свердловини, на які доцільно звернути увагу з точки зору скорочення, як вхідних так і вихідних потоків. Запропонований підхід дає змогу оцінити в різних площинах впливи одиничних процесів та взаємопов'язані ефекти. При проведенні оцінки життєвого циклу конкретної свердловини показники потоків можуть змінюватися з врахуванням характеристик умов

спорудження свердловини (табл. 3.5), також, необхідно враховувати мету проведення ОЖЦ.

3.3 Скорочення викидів парникових газів на окремих етапах життєвого циклу газової свердловини

3.3.1 Джерела утворення парникових газів протягом життєвого циклу експлуатаційної свердловини

Облаштування бурового майданчика, буріння свердловини під час яких відбувається встановлення виробничого устаткування, та інші етапи життєвого циклу свердловини є джерелом надходження в довкілля парникових газів (CO_2 , CH_4 , N_2O) виділяються при спалюванні палива в мобільних джерелах (табл. 3.7). Основною причиною є використання джерел енергії на місці спорудження свердловини для роботи устаткування та спецтехніки. Також присутнє непряме використання енергії, яке пов'язане з виробництвом енергії (різні види пального), виготовлення необхідного устаткування. Транспортування устаткування, яке необхідне для спорудження свердловини спеціалізованими автотранспортними засобами є значним джерелом надходження шкідливих викидів в атмосферне повітря. Автотранспорт здійснює значну кількість рейсів для перевезення устаткування та обслуговування свердловини на різних етапах її життєвого циклу.

При бурінні свердловини споживається паливо двигунами внутрішнього згорання для живлення бурових насосів, перекачування бурових розчинів, створення крутного моменту для колони бурильних труб; спуско-підіймальних операцій; проведення моніторингу свердловини та устаткування.

Існують дослідження [74] щодо впливу землекористування на утворення біогенного вуглецю від порушення екосистеми та ґрунтів. Однак даний фактор доцільно розглядати для родовища, а не для окремої свердловини, де

враховується тривалість розробки родовища, кліматична зональність, характеристика рослинного покриву тощо.

Таблиця 3.7 – Джерела викидів парникових газів на етапах життєвого циклу свердловини

Етап життєвого циклу	Технологія	Технологічний процес	Джерело викиду
Спорудження свердловини	Облаштування майданчика	Облаштування підізних доріг	Автотранспорт
			Вплив на землекористування
			Використання матеріалів
		Спорудження і облаштування жилих та технічних приміщень	Автотранспорт
			Вплив на землекористування
			Використання матеріалів
		Забезпечення водопостачання	Автотранспорт
		Завезення устаткування	Автотранспорт
			Завантажувально-розвантажувальні роботи
		Монтаж бурової установки	Автотранспорт
			Зварювальні роботи
			Використання матеріалів
		Управління відходами	Автотранспорт
			Утилізація твердих будівельних відходів
	Утилізація побутових відходів		
	Утилізація (очищення) технічної води		
	Буріння свердловини	Механічне буріння	ДВЗ (при роботі бурового верстата, лебідки, ротора, бурового насоса)
			Робота дизель-електростанції
			Зберігання дизпалива в ємностях, налив та злив
			Вентеляційні люки
			Автотранспорт
		Спуско-підіймальні операції	ДВЗ (лебідка)
		Промивання	Випаровування бурового розчину
			Автотранспорт
			ДВЗ (бурові насосів)
		Випробування свердловини	Спалювання газу на факелі
		Демонтаж бурової установки	Автотранспорт
			Зварювальні роботи
Використання матеріалів			
Завантажувально-розвантажувальні роботи			
Управління відходами	Автотранспорт		
	Утилізація твердих будівельних відходів		
	Утилізація побутових відходів		
	Утилізація (очищення) технічної води		

Продовження таблиці 3.7

Етап життєвого циклу	Технологія	Технологічний процес	Джерело викиду
Експлуатаційний період	Освоєння свердлов	Монтаж фонтанної арматури	Транспорт
			Вплив на землекористування
	Експлуатація	Монтаж експлуатаційного устаткування	Транспорт
			Вплив на землекористування
	Завершення експлуатації	Інтенсифікація	Транспорт для перевезення матеріалів та устаткування
			Робота агрегатів, що здійснюють інтенсифікацію
Капітальний ремонт свердловини			
Після експлуатаційний період	Виведення свердловини з експлуатації	Консервація свердловини	Транспорт для перевезення матеріалів та устаткування
			Робота агрегатів, що здійснюють різні етапи консервації
			Обслуговування законсервованої свердловини (за графіком)
	Виведення свердловини з експлуатації	Ліквідація свердловини	Транспорт для перевезення матеріалів та устаткування
			Робота агрегатів, що здійснюють ліквідацію свердловини
			Неконтрольовані викиди вуглеводнів

Перед початком експлуатації передбачається встановлення фонтанної арматури та проведення освоєння свердловини. Далі проводиться підключення свердловин до установок комплексної підготовки газу, де відбувається процес підготовки видобутої сировини. У випадку отримання промислового припливу пластового флюїду у довгострокове користування відводиться ділянка площею біля 0,5 га, по трасах прокладання газопроводів відвід землі носить тимчасовий характер на період будівництва [106]. Свердловини, які дали промислові припливи вуглеводнів, вводяться в пробну експлуатацію, в процесі якої піддаються комплексним дослідженням з метою вивчення будови покладів і геолого-фізичних властивостей колекторів та флюїдів, що їх насичують [266].

На основі таблиці 3.6 прослідковується, що на кожному з етапів життєвого циклу присутні впливи на довкілля спецавтотранспорту, викиди від якого варто

оцінювати не тільки на території свердловини чи бурового майданчика, як це здійснюється в ОВД, а й враховуючи пробіг від бази до свердловини. Такі дані є важливими, оскільки автотранспортна колона, залучена до обслуговування спорудження свердловини та інших етапів переважно здійснює транспортування негабаритного вантажу та вантажу великої маси, швидкості перевезення якого обмежуються згідно правил та технічних характеристик автотранспортних засобів. Швидкість, стан автотранспортного засобу та його завантаженість впливають на інтенсивність утворення викидів парникових газів та інших шкідливих речовин в атмосферу. Тому, важливо оцінити інтенсивність існуючих потоків автотранспорту для обслуговування свердловини на різних етапах життєвого циклу і розробити рекомендації щодо їх оптимізації в сторону скорочення.

3.3.2 Оцінювання викидів парникових газів на етапах життєвого циклу свердловини від спецавтотранспорту

3.3.3.1 Характеристика свердловини №72 Летня

Джерелами інформації про етапи життєвого циклу свердловини є:

- проектно-кошторисна документація по рішенню щодо повторного використання «Індивідуального робочого проекту №5-09 для будівництва експлуатаційної свердловини № 72 на Летнянському родовищі Стрийського ВБР БУ "Укрбургаз", Львівської області»;
- геолого-технічний наряд на свердловину №72 Летня;
- оцінка впливу на навколишнє середовище будівництва експлуатаційної свердловини № 72-Летнянська;
- подобовий баланс часу при спорудженні свердловини;
- кошторис до робочого індивідуального проекту № 5-09 на будівництво експлуатаційної свердловини № 72 - Летнянська;
- звіт роботи автотранспорту;

- звіт з оцінки впливу на довкілля планової діяльності з продовження видобування вуглеводнів Летнянського родовища згідно спеціального дозволу № 1806 від 25.03.1999, АТ «Укргазвидобування».

Експлуатаційна газова свердловина Летня 72 розташована на території Летнянського родовища, що знаходиться на відстані 12 км на південний захід від м. Дрогобич (рис. 3.25). Основна промислова база газової промисловості (споруди з підготовки газу, компресорні та розподільчі станції, цех капітального ремонту свердловин) знаходиться в районі селища Угерсько і с.Опари.

Спорудження свердловини відбувалося в 2011 році на земельній ділянці 2 га. Свердловина вертикальна, конструктивні характеристики наведено в табл. 3.8. Тип бурового верстата БУ-75БрД. Устаткування і ресурси для спорудження свердловини (обсадні і бурильні труби, цемент, глинопорошок, хімреагенти тощо) завозились з бази Стрийського ВБР (с. Пукеничі Стрийського району Львівської області), що знаходиться на відстані близько 30 км від свердловини, гравій завозився з Ходовицького родовища гравію (с. Ходовичі Стрийського району Львівської області), що на відстані 45 км від свердловини.

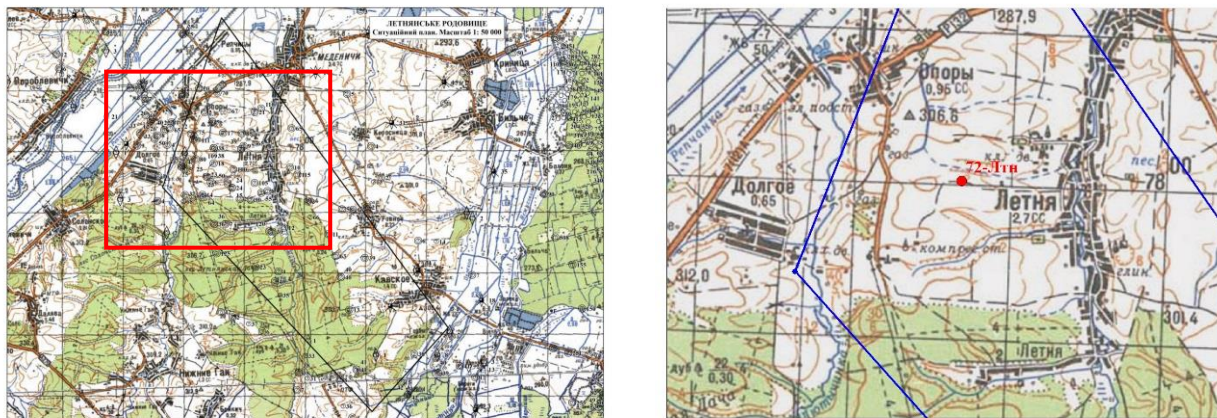


Рисунок 3.25 – Карта-схема розташування свердловини Летня № 72 на території Летнянського родовища

Технічне водокористування при спорудженні проектованої свердловини організовувалося шляхом підвезення води з поверхневої водоїми на відстань 5 км. Питна вода завозилася з бази ВБР раз у два дні спец автотранспортом.

Таблиця 3.8 – Конструкція свердловини Летня 72

Найменування колон	Діаметр колон, мм	Глибина, м	Діаметр долота, мм
Тех. направлення	426	30	55
Кондуктор	324	100	3937
Проміжна	245	870	295,6
Експлуатаційна	168	1490	215,9
Хвостовик	114	1620	139,7

Газопровід-шлейф частково прокладався по землях, що мають сільськогосподарське призначення. При прокладанні газопроводу для підключення свердловин проводилося зняття родючого шару ґрунту. Газ колекторами із свердловин (№52,69,72), подається на газорозподільну гребінку.

3.3.3.2 Оцінка викидів парникових газів від транспортних операцій життєвого циклу свердловини Летня 72

Для спорудження свердловини використовувався буровий верстат БУ-75БрД. Транспортування комплектуючих даного бурового верстату виконувалось спецавтотранспортом. В таблиці 3.9 наведено тип та кількість рейсів необхідних для транспортування БУ-75БрД.

Таблиця 3.9 – Тип транспортних засобів та обсяг транспортних операцій для перевезення бурових верстатів

Тип бурового верстату	Тип автотранспорту (рейсів)			
	Трейлер	Напівпричіп	Бортова	Трубовоз
Уралмаш 3Д	58	23	45	15
БУ-250 ДГУ	49	35	12	17
БУ – 1600 ДГУ	44	12	18	12
БУ-75(БрЕ БрД)	20	25	22	12
IDECO E 525	52	10	49	12
IRI-161	52	68	32	4

Відстань від бази до свердловини становить 30 км. Для розрахунку викидів парникових газів при роботі спеціалізованого автотранспорту використовується

«Методика розрахунку викидів забруднюючих речовин (ЗР) та парникових газів у повітря від транспортних засобів» [220].

Технічні характеристики транспортних засобів для перевезення бурового верстату БУ-75БрД наведено в табл. 3.10 [131, 233, 234].

Таблиця 3.10 – Характеристики транспортних засобів окремих етапів життєвого циклу свердловини Летня 72

Етап ж/ц	Відстань за рейс, км	Модель транспортного засобу	Марка	Витрата л/100км (л/маш.год) [176]	К-ть рейсів	Обсяг спожитого дизельного палива, л
Облаштування майданчика	45x2	Самоскид	КРАЗ 65101	48,0	20 000	867 000,0
	30x2	Напівпричіп (з/б плити 120шт)	КРАЗ 65101	48,0	30	864
Транспортування бурового верстата	30x2	Трейлер	КРАЗ 65101	48,0	20	496,8
		Напівпричіп	КРАЗ 65101	48,0	25	600,0
		Бортова	Урал-4320	32,0	4	76,4
			Урал-375Д	50,0	4	120,0
			МАЗ 54322	98,0	4	235,6
			МАЗ 53366	31,7	5	95,1
			КрАЗ 260	42,5	5	127,5
		Трубовоз	КРАЗ 63221	33,4	5	100,2
Урал 4320-20	40		7	168		
Монтаж та демонтаж	30x2	Автокран	КС-45729-С-02	32 (5,5)	2	38,4
Буріння свердловини	30x2	Бортова	КрАЗ 65101	48	188	5414,4
	30x2	Агрегат для цементування	КрАЗ 65101	48	5	144

Продовження таблиці 3.10

Етап ж /ц	Відстань за рейс, км	Модель транспортного засобу	Марка	Витрата л/ 100км (л/ маш. год) [176]	К-ть рейсів	Обсяг спожитого дизельного палива, л
Випробування та ремонт	30x2	Бур.установка УПА- 50	КрАЗ-63221	33,4	2	40,08
	30x2	ППУ 3М	Урал-4320-1912-30	32 (110 кг/год)	2	38,4

Проведені обчислення дозволяють оцінити об'єми викидів парникових газів від автотранспорту, які утворилися на завершених етапах життєвого циклу свердловини Летня 72 серед яких: облаштування майданчика під свердловину, спорудження свердловини, випробування та ремонтні роботи (табл. 3.11).

Таблиця 3.11 – Обсяги викидів парникових газів спецавтотранспортом на окремих етапах життєвого циклу

Етап життєвого циклу	Модель транспортного засобу	Маса витраченого пального M, t	Обсяг викидів метану $V_{CH_4}, кг$	Обсяг викидів оксиду азоту $V_{N_2O}, кг$	Обсяг викидів вуглекислого газу $V_{CO_2}, кг$
Облаштування майданчика	КРАЗ 65101	736,95	257,932500	88,434	2312549,100
	КРАЗ 65101	0,7344	0,257040	0,088128	2304,547
Транспортування бурового верстата	КРАЗ 65102	0,42228	0,147798	0,050674	1325,115
	КРАЗ 65103	0,51	0,178500	0,0612	1600,380
	Урал-4320	0,6494	0,227290	0,077928	2037,817
	Урал-375Д	0,102	0,035700	0,01224	320,076
	МАЗ 54322	0,20026	0,070091	0,024031	628,416
	МАЗ 53366	0,080835	0,028292	0,0097	253,660
	КрАЗ 260	0,108375	0,037931	0,013005	340,081
	КРАЗ 63221	0,08517	0,029810	0,01022	267,263
	Урал 4320-20	0,1428	0,049980	0,017136	448,106

Продовження таблиці 3.11

Етап життєвого циклу	Модель транспортного засобу	Маса витраченого пального M, t	Обсяг викидів метану $V_{CH_4}, кг$	Обсяг викидів оксиду азоту $V_{N_2O}, кг$	Обсяг викидів вуглекислого газу $V_{CO_2}, кг$
Монтаж та демонтаж	КС-45729-С-02	0,03264	0,011424	0,003917	102,424
Буріння свердловини	КрАЗ 65101	0,35224	0,123284	0,042269	1105,329
	КрАЗ 65101	0,1224	0,042840	0,014688	384,091
Випробування та ремонт	КрАЗ-63221	0,034068	0,011924	0,004088	106,905
	Урал-4320-1912-30	0,03264	0,011424	0,003917	102,424
Сумарні значення показників		740,5595	259,195828	88,86714	2323875,736

Оцінювалися викиди не тільки з площадки для розміщення авто спецтехніки при під'їзді, розміщенні та виїзді автоспецтехніки, а весь пробіг від бази до свердловини, що дозволяє побачити масштабність впливу тільки транспортування устаткування та матеріалів для спорудження однієї свердловини на утворення шкідливих викидів в атмосфері (рис. 3.26 – 3.27).

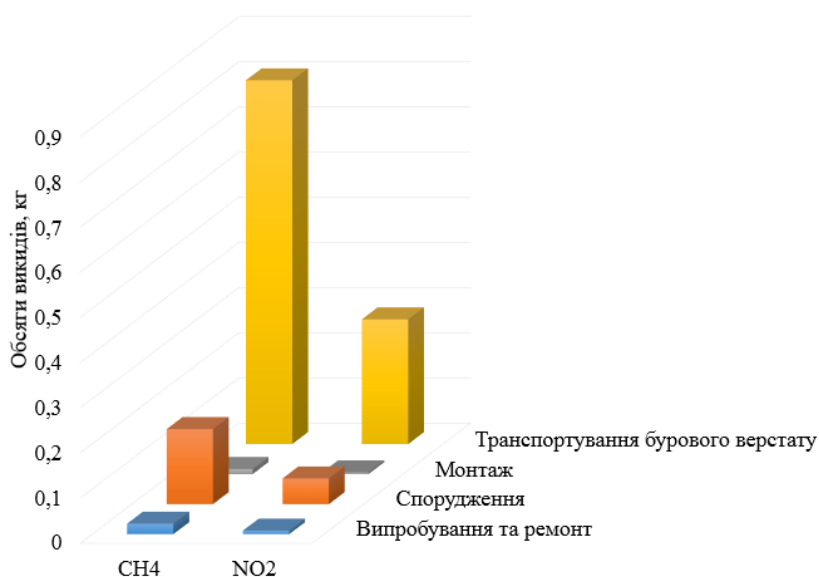


Рисунок 3.26 – Викиди метану та оксиду азоту на окремих етапах життєвого циклу свердловини Летня 72



Рисунок 3.27 – Викиди вуглекислого газу на окремих етапах життєвого циклу свердловини Летня 72

При цьому санітарно захисна зона навколо свердловини не має жодного значення.

Швидкість автотранспортної колони може коливатися від 40 до 60 км/год, а в окремих випадках і 20 км/год, що залежить від умов транспортування, габаритів та маси самого вантажу. Такі умови транспортування сприяють утворенню максимальних викидів від роботи автотранспорту. При цьому варто відмітити, що при зростанні маси вантажу на 1 тону витрата пального зростає орієнтовно на 1,4 л/100км.

Тривалість спорудження свердловини №72 Летня становила 1661 годин. На рис. 3.30 наведено відсоткові значення технологічних операцій від загальних витрат часу при спорудженні свердловини. Цей час не включав облаштування майданчика, де відмічається значний вклад в утворення викидів за рахунок транспортування матеріалів для облаштування дороги з гравію довжиною 500м, шириною 6 м, товщиною 40см та покриття бурового майданчика гравієм товщиною 40 см (80х60)+(20х10)м.

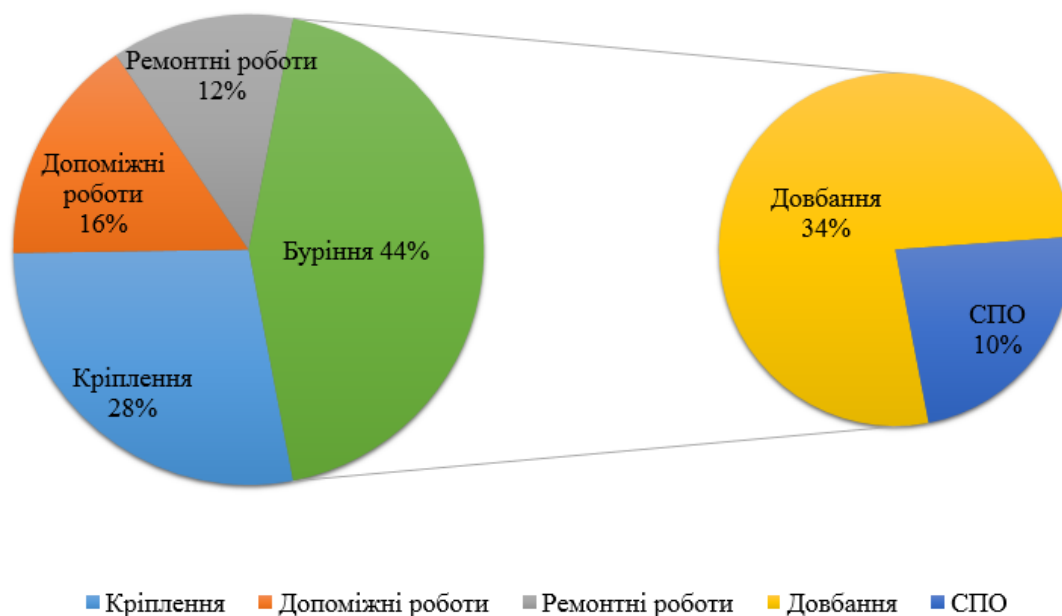


Рисунок 3.28 – Розподіл загального продуктивного часу на проведення технологічних операцій свердловини Летня 72

За період спорудження свердловини однією з найскладніших транспортних операцій є транспортування бурового верстату зі складовими. При цьому вимагається спецавтотранспорт для транспортування великогабаритного вантажу (табл. 3.12).

Аналіз устаткування і процесів на етапах життєвого циклу свердловини та пошук шляхів скорочення кількості операцій, підвищення їх якості, зменшення маси устаткування та спрощення їх обслуговування дозволяє скоротити емісії в атмосферне повітря, що надалі пропонується в роботі. Однак є ряд процесів, які складно передбачити, але виникнення яких супроводжується значним забрудненням довкілля, це аварійні ситуації, зокрема нафтогазоводопрояви та відкриті фонтани. Високий професійний рівень персоналу, наявність відповідного, справного до використання устаткування скорочує ймовірність виникнення такого роду ситуацій, але не усуває її повністю. Тому виникає необхідність створення прогнозу ймовірних наслідків, що дасть можливість розробити ефективні плани ліквідації та попередження небезпечних наслідків.

Висновки до розділу 3

1. Визначено основні поняття та принципи методології оцінки життєвого циклу та встановлено переваги даної методології для підвищення рівня екологічної безпеки нафтогазовидобувних об'єктів, серед яких варто відмітити наступні: дозволяє досліджувати багатофакторні системи враховуючи внутрішні зв'язки; дозволяє встановити найбільш навантажені вхідними та вихідними потоками стадії життєвого циклу нафтогазовидобувних об'єктів; визначає потенційні можливості для скорочення вхідних та вихідних потоків; дозволяє забезпечити неперервність у вдосконаленні елементів життєвого циклу нафтогазовидобувних об'єктів.

2. Виконано польові дослідження свердловин на етапах буріння, випробування, експлуатації, завершення експлуатації та виведення з експлуатації, що дозволило оцінити існуючий стан та ефективність технологічних процесів і устаткування, а також зібрати дані для проведення ОЖЦ свердловини: визначено вхідні потоки на етапі спорудження свердловин; встановлено, що близько 30% досліджених свердловин, які виведені з експлуатації мають незадовільний стан устаткування.

3. Розроблено схеми життєвого циклу нафтової і газової свердловини в системі нафтогазовидобувної промисловості та продукційної системи «нафтогазова свердловина». Встановлено межі продукційної системи і визначено вхідні та вихідні потоки у вищезгаданій системі.

4. Розроблено схеми одиничних процесів нафтогазової свердловини на всіх етапах життєвого циклу: підготовка майданчика, монтаж, буріння свердловини, випробування свердловини, демонтаж бурової установки, монтаж експлуатаційного устаткування, освоєння свердловини, експлуатація, завершення експлуатації, виведення свердловини з експлуатації.

5. В результаті проведення ОЖЦ моделі нафтогазової свердловини встановлено: найбільшу потужність вхідних та вихідних потоків на етапі буріння, який характеризується високою ймовірністю виникнення аварійних екологічно-небезпечних ситуацій, однак його тривалість становить лише 2 % від

загального життєвого циклу нафтогазової свердловини. На етапах підготовки майданчика, монтажу та демонтажу спостерігається висока інтенсивність транспортування та залучення автоспецтехніки. Етап експлуатації виражений середніми значеннями потужності вхідних потоків, але його тривалість становить близько понад 85 % від загального життєвого циклу нафтогазової свердловини.

РОЗДІЛ 4

ВДОСКОНАЛЕННЯ МАТЕМАТИЧНИХ ЗАСОБІВ МОДЕЛЮВАННЯ ЗАБРУДНЕННЯ ДОВКІЛЛЯ ПРИ ВІДКРИТОМУ ФОНТАНУВАННІ ГАЗОВИХ ТА НАФТОВИХ СВЕРДЛОВИН

4.1. Закономірності забруднення довкілля при фонтануванні газової та нафтової свердловин

Задача прогнозування рівня та розподілу забруднення довкілля при відкритому фонтануванні свердловини включає в себе два основних етапи:

для газової свердловини:

- визначення обсягів газових викидів, їх параметрів і складу;
- моделювання розповсюдження шкідливих речовин в приземному шарі атмосфери (ПША).

для нафтової свердловини:

- визначення інтенсивності (обсягу) витікання нафти з свердловини;
- моделювання розтікання нафти по земній поверхні.

Розглянемо особливості фізичних процесів кожного етапу.

4.1.1. Закономірності відкритого фонтанування газових та нафтових свердловин

Відкритий фонтан (ВФ) – це некероване і неконтрольоване витікання із свердловини пластового флюїду внаслідок відсутності, втрати герметичності, руйнування противикидного обладнання або грифоутворення. ВФ відносяться до найбільш важких аварій і часто набувають характеру стихійного лиха [146, 346].

Виникненню фонтанів сприяють тривалі зупинки і порушення циклічності буріння, невміле застосування методів ліквідації аварій, розкриття пластів з різко відмінною літолого-фізичною характеристикою і наявністю аномально високих

пластових тисків [345, 78, 355, 362, 209, 351].

Відкриті фонтани, що виникають на нафтових і газових свердловинах, умовно можна поділити на нафтові, газонафтові, газові та газоконденсатні.

Нафтовий фонтан – це фонтанування свердловини з великим дебітом нафти (1500–2000 т/добу і більше) і на багато меншою кількістю газу (750 тис. м³/добу). Газонафтовий фонтан – це фонтанування свердловини з дебітом, де вміст газу понад 50 % об'ємних, а нафти менше 50 % об'ємних. Газовий фонтан – це фонтанування свердловини з дебітом, який характеризується вмістом газу 95–100 % об'ємних [346, 78, 209].

За дебітом газові і газонафтові фонтани умовно поділяються на: слабкі (з дебітом по газу до 500 тис. м³/добу), середні (з дебітом від 500 тис. м³/добу до 1000 тис. м³/добу); потужні (з дебітом від 1000 тис. м³/добу і більше) [146, 346].

Фонтанування нафтових і газових свердловин зазвичай відбувається на знову відкритих родовищах нафти, коли запас пластової енергії великий і тиску на вибоях нафтових і газових свердловин достатньо для подолання гідростатичного тиску стовпа рідини в свердловині, протитиску на гирлі і тиску, що витрачається на подолання тертя руху рідини.

ВФ є розвитком газонафтоводопроявів (ГНВП) – перенесення пластових рідин і/або газів з порід, що складають розріз свердловини, в свердловинну рідину. ВФ це остання стадія розвитку ГНВП, коли пластова рідина і/або газ повністю витісняє свердловинну рідину зі свердловини і безперешкодно виходить в навколишнє природне середовище (НПС).

Фонтанонебезпечність при бурінні, освоєнні після буріння, експлуатації, ремонту, технічному переоснащенні, реконструкції, консервації та ліквідації свердловин всіх призначень це потенційна можливість розвитку ГНВП, що виникло, в ВФ при даних гірничо-геологічних умовах, обладнанні і технології [354, 78, 355, 362, 209, 251].

Прояви поділяються на три види за станом речовини флюїду: газопрояви, нафтоводопрояви та ГНВП.

Газопрояви найбільш небезпечні, що пояснюється наступними

властивостями газу: здатністю газу проникати при бурінні і перфорації в свердловину і утворювати газові пачки; здатністю газових пачок до спливання в стовпі рідини з одночасним розширенням і витісненням її з свердловини; здатністю газової пачки до спливання в загерметизованій свердловині, зберігаючи початковий (пластовий) тиск. Газопрояв виникає і переходить у ВФ значно швидше, ніж рідинний [346, 349, 209, 351].

Відкритий газовий фонтан виникає наступним чином. Проникнення газу в розчин істотно змінює його технологічні властивості: збільшує умовну в'язкість, змінює статичну напругу зсуву, знижує густину та ін. При низьких значеннях в'язкості спостерігається «закипання» бурового розчину, що виходить, на гирлі свердловини. Під час зупинок без промивання розчин насичується газом і починається перелив розчину через гирло свердловини, збільшується об'єм розчину в ємностях циркуляційної системи. При різкому зниженні протитиску на пласт (злам зворотного клапана, підйом труб з «сифоном») в свердловину починає інтенсивно надходити пластовий флюїд, і газопрояви набувають характеру некерованих викидів [345, 146, 254, 362, 360].

Відкриті газові фонтани характеризуються за формою струменя і характеру його витікання. Форма струменя в значній мірі впливає на розсіювання газової хмари в атмосфері. Розрізняють такі форми струменя фонтануючого флюїду [146]:

- компактна – при витіканні флюїду через незруйновані обсадні труби і відсутності на гирлі обладнання, що обрушилось;
- розсіяна – при порушеннях всередині колон, через які йде витікання струменя фонтану, при обрушенні обладнання бурової установки, утворенні кратерів і руйнуванні запірною гирлового обладнання;
- комбінована – частина струменю має сталу компактную форму, а інша частина – розсіяну;
- грифоновидна – при витіканні на поверхню через тріщини і розриви, які утворюються флюїдом, що виривається з пластів.

При палаючому струмені фонтану висота полум'я досягає 40–50 м при

слабких, 50–70 м при середніх, понад 70 м при сильних фонтанах [148, 146].

Фонтанування нафти може відбуватися під впливом: 1) гідростатичного напору; 2) енергії газу, що розширюється; 3) або того й іншого разом [78, 346].

Фонтанування тільки за рахунок гідростатичного тиску пласта – явище доволі рідкісне у практиці експлуатації нафтових свердловин. Це відбувається тоді, коли в пластовій нафті міститься невелика кількість газу. При цьому пластовий тиск вище тиску стовпа нафти, що заповнює свердловину. Такий вид фонтанування називають артезіанським.

У більшості випадків головну роль у фонтануванні нафтових свердловин (ФНС) відіграє газ, що міститься разом з нафтою в пласті. При фонтануванні за рахунок енергії газу густина стовпа газорідинної суміші в фонтанних трубах мала, тому гідростатичний тиск стовпа такої суміші буде менше ніж при артезіанському фонтануванні. Отже, і для фонтанування свердловини потрібен менший вибійний тиск. При русі рідини по насосно-компресорних трубах (НКТ) від вибою до гирла тиск зменшується, і на деякій висоті він стає рівним тиску насичення $P_{нас}$, а вище – менше тиску насичення. У зоні, де $P < P_{нас}$, з нафти виділяється газ, причому цього газу стає тим більше, чим менше тиск, тобто чим більша різниця тисків $\Delta P = P_{нас} - P$. Таким чином, нафта при фонтануванні разгазовується в результаті виділення з неї розчиненого газу, переходу його у вільний стан і утворення газорідинної суміші з густиною, значно меншою густини чистої нафти. Загальний тиск стовпа газорідинної суміші на вибої свердловини стає менше пластового, що викликає самовилив нафти, тобто фонтанування свердловини. В описаному випадку фонтанування буде відбуватися при тиску на вибої свердловини, що перевищує тиск насичення ($P_z > P_{нас}$), і газ буде виділятися на деякій висоті в НКТ [146, 289, 184, 326].

Можливий інший випадок, коли фонтанування відбувається при тиску на вибої свердловини, який нижче тиску насичення ($P_z < P_{нас}$). При цьому на вибій свердловини разом з нафтою надходить вільний газ, до якого, по мірі підйому нафти по НКТ, додаються додаткові порції вільного газу, що виділяється з нафти при зниженні тиску. Маса вільного газу, що припадає на одиницю маси рідини,

по мірі підйому збільшується. Об'єм вільного газу також збільшується за рахунок його розширення. В результаті газонасиченість потоку зростає, а його густина відповідно знижується [319, 146, 326, 360].

Таким чином, ФНС може відбуватися при тиску на вибої P_z вище або нижче тиску насичення $P_{нас}$.

4.1.2. Визначення закономірностей розповсюдження забруднюючих речовин в атмосферному повітрі для умов фонтануючої свердловини

Розсіювання в атмосфері аварійного викиду природного газу залежить від багатьох взаємопов'язаних причин і умов викиду. Це перш за все метеорологічні умови в НПС, висота, температура і швидкість надходження викиду зі свердловини. Важливо також, що собою являє місцевість в районі розташування свердловини, як орієнтований викид щодо різних перешкод на шляху хмари або шлейфу газу. Процес розсіювання однозначно пов'язаний з дисперсністю, крім того, важливим фактором є фізичні та хімічні властивості компонентів речовин у викиді. Іншими словами, розсіювання аварійного викиду в атмосфері – це складний фізико-хімічний процес і саме тому вже при виборі місця будівництва свердловини розглядається питання про те, як будуть розсіюватися аварійні і регламентні викиди.

Після того, як домішки потрапляють в атмосферне повітря (АП), характер їх переміщення визначається їх власними фізичними властивостями і властивостями атмосфери, в яких вони знаходяться (рис. 4.1.) [73, 255, 353, 339].

Поширення і розсіювання аварійного викиду в атмосфері відбувається в результаті перенесення його вітром і турбулентної дифузії, зумовленої наявністю в атмосфері безладних завихрень, які складним чином взаємодіють між собою і з поверхнею землі. Причини турбулентності в атмосфері пов'язані з взаємодією вітрового потоку з поверхнею землі або іншими перешкодами на його шляху, а також з вертикальним підйомом повітря через відмінності в його температурі на різній висоті від землі. Якщо вітер надає певну спрямованість

руху хмари, тобто утворюється факел викиду, то турбулентні вихори обумовлюють дифузію поллютанта в атмосфері [100, 49, 347].

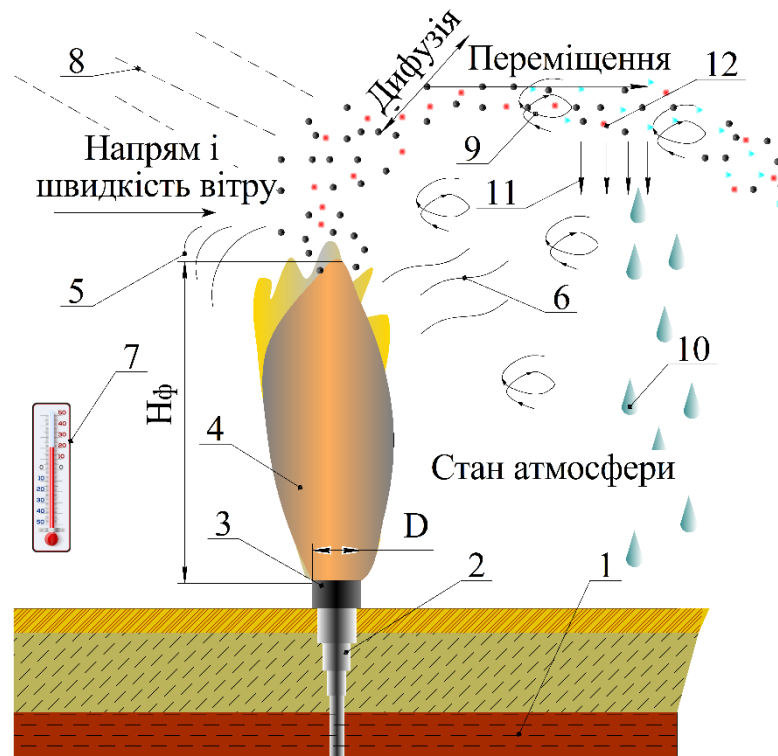


Рисунок 4.1 – Особливості розповсюдження поллютантів при аварійному фонтануванні газової свердловини (ФГС): 1 – продуктивний горизонт (джерело); 2 – стовбур свердловини; 3 – вихідний отвір; 4 – форма струменя та його компонентний склад; 5 – акустичне випромінювання; 6 – теплове випромінювання (при запаленому фонтані); 7 – вертикальний температурний градієнт; 8 – сонячна радіація; 9 – турбулентні повітряні завихрення; 10 – опади; 11 – сухе осадження; 12 – утворення нових хімічних сполук; H_{ϕ} – висота викиду; D – діаметр вихідного отвору

Вплив швидкості вітру на забруднення ПША має складний характер, оскільки з однієї сторони наземні концентрації домішок зменшуються із зростанням швидкості вітру, а з іншої – посилення вітру веде до зменшення початкового підйому ΔH домішок, що сприяє збільшенню наземної концентрації.

Залежно від величини вертикального градієнта температури розрізняють три стани атмосфери: стійкий, нестійкий і нейтральний. Стійким називається

стан атмосфери, при якому елементарний об'єм повітря, будучи виведений з рівноваги, прагне повернутися назад. При такому стані атмосфери розсіювання домішки сповільнюється і її хмара зі значною концентрацією може переноситися на велику відстань. При нестійкому стані атмосфери елементарний об'єм повітря, виведений з рівноваги, прагне продовжити свій рух. При цих умовах хмара домішки швидко розмивається. Між цими станами знаходиться нейтральний [88, 255].

Зростання температури з висотою називається інверсією. Інверсія температури може спостерігатися як у поверхні землі (приземна інверсія), так і на деякій висоті (висотна інверсія). Якщо інверсія зустрічається на певній висоті над землею, її називають підвищеною.

Наявність підвищеної інверсії над джерелом призводить до того, що викиди не можуть піднятися вище певного рівня – «стелі», що створює сприятливі умови для зростання концентрації забруднення біля земної поверхні.

Значне підвищення концентрації домішок в ПША можливе також, коли при нададіабатичному градієнті температури нижче за джерело розташований штільовий шар. При цьому чим товще шар з ослабленою швидкістю вітру і чим нижче він розташований, тим сильніше його вплив.

Однак газова суміш, що викидається в атмосферу, має певну швидкість і, у випадку вищої температури ніж у АП, певну плавучість, внаслідок цього (за відсутності вітру) струмінь викиду по виході з гирла свердловини протягом деякого часу продовжує рухатися в напрямку, заданому стовбуром свердловини, тобто вертикально вгору. І тільки тоді, коли такий спрямований рух струменя припиниться, почнеться процес дифузійного розсіювання. Іншими словами, в реальних умовах викиду існує ніби фіктивне джерело дифундууючої в атмосфері домішки, яке підняте над гирлом на деяку висоту.

Вводиться поняття ефективної висоти джерела [255, 32, 73]:

$$H_{ef} = H_{дж} + \Delta H, \quad (4.1)$$

де $H_{дж}$ – висота джерела викиду (факельна труба), [м]; ΔH – величина

підйому домішок над джерелом, [м].

У разі миттєвого джерела викиду (швидке вивільнення захарашеного гирла свердловини) фонтанування триває кілька десятків секунд до самозаймання горючого газу або його підпалу. Вітер зносить газову хмару, що утворилася на висоті в цілому, а її розширення обумовлено турбулентною дифузією як в напрямку вітру, так і в перпендикулярних до нього напрямках.

У разі аварійного фонтанування свердловини (безперервне джерело постійної інтенсивності) час викиду до моменту підпалу струменя складе 10–30 хв, такі викиди називають короточасними. Газ, викинутий зі свердловини, поширюється при цьому у вигляді струменя, як при стаціонарному витіканні. У разі викиду зі свердловини період різкої зміни витрати малий і невдовзі після початку фонтанування стабілізується по величині, яка визначається розмірами стовбура і характеристиками пласта [278, 346, 347].

Також, на розповсюдження домішок в атмосфері і тим самим на рівень приземної концентрації впливають тумани, опади та сонячна радіація.

Під впливом туману забруднення повітря посилюється. Краплі туману поглинають шкідливі речовини як поблизу поверхні, так і з вищерозміщених забруднених шарів повітря. Внаслідок цього концентрація домішок сильно зростає в шарі туману і зменшується над ним.

Важливу роль в процесі самоочищення атмосфери виконують атмосферні опади. Краплі дощу або сніжинки захоплюють частинки пилу і несуть їх до поверхні землі.

У формуванні рівня забруднення атмосфери також важливу роль виконує сонячна радіація. При високій інтенсивності сонячного випромінювання, особливо в південних районах, в атмосфері відбуваються фотохімічні реакції з утворенням різних вторинних продуктів, що часто виявляються більш токсичними, ніж речовини, що надходять від джерел викидів [82].

У реальній атмосфері аварійні викиди з фонтануючої газової свердловини піддаються дії всього комплексу метеорологічних чинників, який і визначає той або інший рівень забруднення [82, 255, 347, 353].

4.1.3. Визначення закономірностей розповсюдження нафтового забруднення земної поверхні при відкритому фонтануванні свердловини

В результаті відкритого фонтанування свердловини відбувається вилив нафти на земну поверхню та подальше її розповсюдження в навколишньому середовищі внаслідок розтікання, просочування в ґрунт та випаровування в атмосферу [43, 355, 346, 349].

Розтікання нафтової плями по земній поверхні відбувається під дією гравітації, з одночасним впливом капілярних і поверхневих сил. Швидкість розтікання залежить від ухилу рельєфу прилеглої місцевості, шорсткості земної поверхні (наявності нерівностей – перешкод типу рослинності) та в'язкості нафти [107, 357].

На тих ділянках земної поверхні, куди потрапила нафта, відбувається вертикальне її просочування вглиб ґрунту за рахунок процесу інфільтрації. На інтенсивність просочування впливають такі фактори, як: товщина нафтової плями на ділянці, в'язкість та густина нафти; час з моменту забруднення ділянки; структура, гранулометричний склад та вологість ґрунту [247, 21, 353].

Просторовий розподіл нафтових речовин в ґрунті залежить головним чином від нафтоємності – нафтовіддачі ґрунту і наявності в ньому ґрунтово-геохімічних бар'єрів. Нафтопроникність ґрунту обумовлена розмірами та формою пор, розташуванням частинок ґрунту, а також наявністю та розмірами капілярів, тріщин та корневих ходів. У верхніх горизонтах ґрунту через значний об'єм вільного порово-тріщинного простору відбувається головним чином фронтальне просочування нафти, яка може майже повністю насичувати масу цих горизонтів, не створюючи істотних відмінностей між окремими ґрунтовими блоками. Основним механізмом проникнення нафти в більш глибокі горизонти є гравітаційне стікання по ослабленим зонам – каналам міграції, що супроводжується насиченням нафтою об'ємів магістральних каналів, активним всмоктуванням в міжпадні площини і дифузією в міжтріщинну масу [247, 346].

Основними бар'єро-акумуляторами, які сприяють утриманню нафти у

вертикальному профілі ґрунту, є органосорбційні горизонти (органогенні горизонти ґрунтів та торфів) та мінеральносорбційні горизонти (відклади легкого гранулометричного складу, які мають достатньо високу ефективну пористість). Вільному ж проникненню нафти вглибину ґрунту протидіють ґрунтові бар'єри – екрани. Це субстрати важкого гранулометричного складу, особливо глейові, які практично непроникні для нафти. Чим легший гранулометричний склад ґрунту, тим більша глибина проникнення нафти у ґрунт. Іншими словами, піщані і гравійні види ґрунтів сприятливі для міграції нафти, а, наприклад, мулисті і глинисті – ні. Якщо розлив стався на твердих породах, рух нафти відбувається, як правило, за наявними в них тріщинами [143, 353].

Вертикальне просування нафти вздовж ґрунтового профілю створює хроматографічний ефект, що призводить до диференціації складу нафти: в верхньому гумусовому горизонті сорбуються високомолекулярні компоненти нафти, що містять багато смолисто-асфальтенових речовин і циклічних з'єднань; в нижні горизонти проникають в основному низькомолекулярні сполуки, що мають більш високу розчинність у воді, більш високу дифузійну здатність, ніж високомолекулярні компоненти. Легкі вуглеводні, як правило, високотоксичні і важко засвоюються мікроорганізмами, тому довго зберігаються в нижніх частинах ґрунтового профілю в анаеробному стані. У піщаних ґрунтах створюється суцільний фронт просування нафти. У важких суглинках нафта проникає по тріщинах, уздовж кореневих систем рослин, сорбується в окремих горизонтах, визначаючи мозаїчну, плямисту картину забруднення ґрунтового профілю. Створюються своєрідні «нафтові макротекстури» ґрунтового профілю: рівномірні, тріщинно-коренева, селективно-насичена та інші [21, 25, 78].

По мірі розтікання нафти насиченість нею ґрунту постійно зменшується (якщо немає додаткових її виливів). Нерухомою ця вуглеводнева суміш стає при її концентрації в ґрунті на рівні 10–12 %. Цей показник називається рівнем залишкового насичення. Рух нафти зупиняється при досягненні нею ґрунтових вод.

Характер розповсюдження нафтових компонент у ґрунті залежить від рівня його вологості. Так, чим сильніше зволожений ґрунт, тим менша можливість внутрішньогрунтового закріплення нафти і тим вища активність її радіального та латерального переміщення (включаючи поверхневий змив) [247].

В зимовий період замерзша верхня частина ґрунту значно перешкоджає проникненню нафти в глибину, відбувається більш складне внутрішньогрунтове радіальне та латеральне переміщення нафти по тріщинам у такому ґрунті.

Зовнішні фактори, такі, як температура повітря, вітряність, рівень сонячної радіації, інтенсивність ультрафіолетового випромінювання, рослинний покрив здатні здійснювати значний вплив на швидкість очищення ґрунту від нафти та нафтопродуктів. Чим вища температура повітря, тим вище буде швидкість окисних процесів, які приймають участь в розкладанні нафти. Відповідно нафта швидше розкладається літом, легкі фракції випаровуються, важкі окислюються. Більшість важких фракцій нафти при від'ємній температурі переходять у твердий стан і тому зимою їх окислення припиняється [349, 357, 362].

У ґрунтах нафтові вуглеводні залишаються довгі роки, особливо важкі фракції – смоли і асфальтени, які практично не піддаються деструкції. На північних територіях з низькою середньорічною температурою повітря деструкція нафти і її похідних триває не менше п'ятдесяти років [78, 346].

Ультрафіолетове випромінювання пришвидшує розкладання нафти в поверхневому шарі ґрунту, оскільки посилює окисні реакції даного процесу. Якщо забруднення нафтою значне, то рослинний покрив території розливу вимирає. Але при не великому забрудненні він залишається і може сприяти очищенню ґрунту.

Інтенсивність випаровування, в першу чергу, залежить від фракційного складу нафти і метеорологічних умов: при високій температурі повітря і вітрах випаровування відбувається інтенсивніше. При цьому частина вуглеводнів, що випарувалися, може з атмосферними опадами повернутися на забруднену територію. Проте, випадіння опадів рідко відбувається в тому ж самому місці, оскільки атмосфера дуже динамічна.

Випаровування нафтових вуглеводнів в атмосферу має один важливий наслідок, а саме: оскільки випаровуються легкі фракції, густина нафти, що залишається на земній поверхні, збільшується, вона стає більш в'язкою, що впливає на швидкість розтікання і просочування в ґрунт.

Величина нафти, що випаровується, може бути досить значною і для легких нафт при сприятливих синоптичних умовах може досягати до 40 % від початкового об'єму [25, 130].

4.2 Моделювання забруднення атмосферного повітря при газовому фонтануванні свердловини

4.2.1 Підходи до моделювання забруднення атмосферного повітря при газовому фонтануванні свердловини

Дослідження впливу на довкілля окремих етапів життєвого циклу НГС відображається в багатьох науково-дослідних публікаціях. Так, в роботах [41, 67] пропонуються нові технологічні рішення для ефективного подолання ФГС, а саме новий метод заводнення газового пласта та технологія використання підземних спрямованих вибухів відповідно.

В роботі [26] представлено ГІС-аналіз результатів вимірювання концентрацій метану, етану, пропану, діоксиду вуглецю та сірководню на територіях розміщення газових свердловин під час аварійного непалаючого фонтанування. Проте автори цих робіт не підіймають питання побудови математичних засобів моделювання для визначення розподілу в просторі та часі концентрації ЗР, що викидаються під час такої аварії.

В роботі [331] представлено розроблені математичні моделі поширення небезпечних речовин від площинного та лінійного джерела. Запропоновані моделі дають змогу оцінити рівень впливу на ПША лише при технологічних процесах промивання свердловини. Проте ці моделі не дозволяють визначати розподіл токсичних ЗР при аварійному ФГС.

В документі [219] наведено алгоритм розрахунку параметрів викидів і валових викидів шкідливих речовин від факельних установок спалювання вуглеводневих сумішей, проте не дозволяє визначити кількість викидів при непалаючому фонтануванні.

Є ряд робіт, присвячених теоретичним дослідженням атмосферної турбулентності і поширення промислових викидів. Так в [13] досліджуються турбулентний обмін в шарі припіднятої інверсії, в [17] – вплив аномальної стратифікації на початковий підйом домішок в результаті викидів техногенного джерела, а в [48] – вплив зміни швидкості вітру з висотою на розподіл техногенних домішок в ПША. Проте фізичні закономірності витікання, перенесення і розсіювання при аварійних викидах природного газу характеризуються значною складністю та істотно відрізняються від класичних викидів, наприклад з димових труб. Перш за все це об'єктивно пов'язано з нестационарним характером і високою швидкістю (аж до звукової) витікання газу при аваріях на свердловинах, значним впливом підстилаючої поверхні, довільної в загальному випадку просторової орієнтації викиду і т.д. Тому отримані в цих роботах результати не можуть бути використані для побудови математичних моделей забруднення АП при викидах з газової свердловини під час непалаючого фонтанування.

Використання інтегральних методів в даній задачі знайшло своє відображення в роботах [35, 6, 42]. Запропоновані цими авторами одномірні моделі струменя в ряді випадків добре відтворюють розподіл параметрів течії по осі вільних струменів. Проте вони не здатні в сукупності врахувати такі визначальні при аварійних викидах з свердловин і газопроводів чинники, як нестационарність, неізотермічність викиду, відмінну від повітря щільність, існування поблизу земної поверхні вираженої вертикальної неоднорідності швидкості вітру і характеристик турбулентності. Це істотним чином впливає на появу значних похибок у розрахункових значеннях приземної концентрації. Разом з тим в задачах промислової безпеки необхідною інформацією є саме поле приземних концентрацій.

В роботі [16] описано використання інженерної методики розрахунку забруднення АП, яка була розроблена в Головній геофізичній обсерваторії ім. О. І. Воєйкова (СРСР, 1986 р.). Проте дана методика має суттєве обмеження оскільки дозволяє визначати розподіл концентрації ЗР від техногенних джерел лише за нестійкого стану атмосфери. Це не дозволяє використовувати дану методику для інших метеорологічних сценаріїв, що є неприйнятним для превентивного прогнозу важких аварій, пов'язаних з непалаючим ФГС.

В роботі [3] використано методику EPA USA для оцінки ризиків для здоров'я населення від викидів токсичних речовин великими промисловими об'єктами в АП. Проте дана методика не враховує повною мірою специфіку досліджуваних аварійних викидів. Це пов'язано з тим, що її математичний апарат не враховує турбулентність струйної течії, що виникає, і процеси тепломасообміну при розповсюдженні домішок в АП. Тому даний математичний інструментарій не може бути використаний для підтримки прийняття ефективних рішень під час ФГС.

Поширене використання математичних моделей гаусівського типу для вирішення задач охорони АП на територіях розміщення хімічно-небезпечних об'єктів. Так, в роботі [70] використано одновимірну модель для визначення максимальної концентрації та відстані, на якій вона виникає, в результаті викиду хімічно-небезпечного об'єкту за заданих метеорологічних умов, в [37] – модель нестационарного режиму викидів для дослідження ризику для здоров'я населення в разі вибуху на потенційно-небезпечному об'єкті, в [68] – модель МАГАТЕ для знаходження потужності джерела викиду за даними моніторингу. Проте моделі на основі функції розподілу Гауса мають ряд значних недоліків:

- вони не можуть враховувати локальні особливості рельєфу і непостійність в просторі і в часі метеопараметрів;
- не описують джерела, що працюють обмежений час; у них використовуються дисперсійні характеристики, одержані для наземних, а не підведених джерел;
- не враховують вертикальну структуру прикордонного шару;

- використовуються лише для визначення концентрації ЗР, густина яких близька до густини повітря;
- використовуються лише для метеоситуацій, для яких швидкість вітру не менша за 1 м/с.

Зазначені недоліки значно обмежують можливості застосування цих моделей у вирішенні задач попередження надзвичайних ситуацій (НС), пов'язаних із аварійним ФГС [254, 328, 347].

Таким чином, виконаний аналіз показав, що на сьогоднішній день відсутні математичні засоби моделювання витікання суміші газів із непалаючої фонтануючої газової свердловини при різних режимах викиду. А розроблені математичні моделі та методики, що дозволяють описати розповсюдження ЗР в АП від викидів техногенних джерел забруднення, мають значні недоліки та обмеження. Тому, для вирішення актуальних задач, пов'язаних із попередженням НС при ФГС, виникає необхідність розробки математичних засобів, які дозволять адекватно описати як рух газової суміші по стовбуру свердловини, так і міграцію ЗР в АП за різних режимів викидів та метеорологічних сценаріїв.

4.2.2. Модель витікання суміші газів при непалаючому фонтануванні газової свердловини

Аварійна ситуація на свердловині зазвичай ототожнюється з некерованим викидом в атмосферу, в якому можна виділити три елементи: джерело (природне або техногенне скупчення флюїду в глибинному шарі), канал (частина стовбура, обсадні, бурильні або НКТ), вихідна ділянка (вихідний перетин колони або відведення, гирлове обладнання, кратер) [346, 345].

Для отримання необхідних даних можуть бути застосовні відомі способи дослідження пластів і свердловин. Часто умови аварійного фонтанування не дозволяють зробити виміри в необхідному обсязі. Тому на практиці доводиться використовувати деякі нестандартні і досить наближені методи, а також залучати

дані про особливості буріння аварійної свердловини, обставини виникнення газопрояву і його переходу в некерований фонтан [86].

При відкритому фонтануванні доступна спостереженню верхня частина потоку являє собою струмінь, що виходить через отвори в гирловому обладнанні або проходять через шар рідини в кратері. В окремих випадках після розчищення гирла отримують компактний струмінь, що виходить через трубу, верхній зріз якої виступає над поверхнею. Використовуючи відомі закономірності струменевого витікання, вдається встановити зв'язок деяких доступних виміру параметрів з дебітом і отримати тим самим спосіб визначення останнього [319].

Принципова можливість дистанційного визначення дебіту заснована на тому, що струмінь фонтанучого газу або нафти (холодний або гарячий) є джерелом збурень, які розповсюджуються в атмосфері і можуть бути зареєстровані приладами на деякій відстані від фонтану [78]. Непалаючий струмінь характеризується висотою підйому і також є джерелом акустичного випромінювання.

З фізичних уявлень зрозуміло, що в найближчій від гирла свердловини області викиди розсіюються по закону струменевого змішування: відбувається підсос повітря в струмінь і винос маси газу з струменя до підстильної поверхні поблизу від гирла свердловини. І лише тільки на певній відстані від місця викиду (зміщеному по горизонталі і вертикалі), коли осьова швидкість в струмені наблизиться до швидкості потоку, що зноситься, почне домінувати дифузійний механізм розсіювання. Цей процес свідчить про струменево-дифузійну модель розсіювання домішок. Її побудова передбачає [203, 73, 72]:

- розрахунок вертикального фонтанного викиду газу зі свердловини в потік вітру, що зносить;
- оцінку моменту переходу струменевої течії на дифузійний механізм розсіювання.

При моделюванні розглядається стаціонарне витікання з свердловини в атмосферу високодебітного вертикального круглого в перерізі струменя фонтануючого щільного (холодного) газу, $\rho_0 > \rho_a$ ($T_0 < T_a$), де ρ_0 та ρ_a –

густина газу на зрізі свердловини і повітря, відповідно; T_0 та T_a – температура газу на виході і навколишнього середовища, відповідно. При цьому виходимо з умов, що газ хімічно стабільний, домішка пасивна і не змінює густини повітряної суміші, поверхня землі плоска, з однорідною шорсткістю і непроникна для речовини.

Існує визначальний напрям викиду (вертикальний чи горизонтальний), поширення домішки вздовж якого має переважно конвективний характер. Поперек струменю розсіювання носить дифузійний характер. Приймається твердження про подібність профілів поперечного розподілу основних параметрів струменя (швидкості, температури і концентрації домішки) [292, 72, 353].

У потоці повітря, що зноситься, струмінь має вигнуту форму з малою відносною кривизною осі і малим відносним кутом розширення. Складна початкова ділянка струменя (від гирла свердловини до звукового перетину), що супроводжується ударними хвилями («бочками» Маха), не досліджується.

Верхня межа струменевої ділянки фонтану визначається зі співвідношення осьової швидкості і швидкості потоку, що зносить. Під впливом атмосферної турбулентності струмінь розсіюється за законами турбулентної дифузії [100, 49].

Розсіювання початкової кінетичної енергії, наявної у газі при фонтануванні свердловини, відбувається при взаємодії струменя газу з АП або при взаємодії струменя з будь-якою поверхнею, якщо гирло свердловини захищене. У роботі розглядаються два варіанти: вертикальний і горизонтальний викид з утворенням хмари в ПША.

Як зазначалось в пп. 4.1.2, при відкритому ФГС газовий флюїд підіймається на певну висоту, яка називається ефективною висотою викиду, після чого газова хмара починає переноситись вітром та розсіюватись за рахунок турбулентної дифузії [346, 86, 339]. У методичних рекомендаціях [221] для визначення висоти підйому факела викидів пропонується використовувати наступну емпіричну формулу, отриману в результаті серії вимірювань при експериментальних розривах газопроводів, виконаних в Канаді під керівництвом Комітету з захисту навколишнього середовища:

$$\Delta H = 205u^{-0,96}, \quad (4.2)$$

де u – швидкість вітру на висоті викиду, [м/с].

Проте дана формула абсолютно не враховує особливостей ФГС, а саме: вид фонтану (палаючий, непалаючий), швидкості виходу струменя з свердловини, температури та складу суміші, лінійних розмірів місця витікання. Тому, її застосування може давати значні похибки у визначенні ΔH за різних сценаріїв фонтанування, що є абсолютно незадовільним для прийняття ефективних управлінських рішень щодо запобігання та ліквідації таких НС. У зв'язку з цим, для побудови математичних моделей забруднення АП при відкритому ФГС будемо використовувати формули для визначення ΔH , в яких відсутні вищезазначені недоліки. Дані формули наведено нижче.

У випадку фонтанування холодної газової суміші (температура менша ніж у АП) підйом буде здійснюватись лише за рахунок динамічних факторів (енергії пласту) і ΔH будемо визначати за формулою [100]:

$$\Delta H = \frac{3,8W_0R_{дж}}{u}, \quad (4.3)$$

де w_0 – швидкість виходу газового флюїду з факельної труби, [м/с]; $R_{дж}$ – радіус гирла факельної труби, [м]; u – швидкість вітру на висоті флюгера (10 м), [м/с].

При розгерметизації свердловини, тобто виникненні критичних умов аварійного фонтанування, швидкість виходу газової суміші з свердловини буде рівною місцевій швидкості звуку $W_{зв}$ і обчислюється за наступною формулою [219, 356]:

$$W_0 = W_{зв} = \sqrt{\frac{2kRT_0}{k+1}}, \quad (4.4)$$

де k – показник адіабати газової суміші; T_0 – температура газового флюїду, що викидається, [К]; R – газова стала суміші газів [м²/(с²·К)].

Показник адіабати газового флюїду визначається таким чином:

$$k = 0,01 \sum_{i=1}^n c_i k_i, \quad (4.5)$$

де c_i – об’ємний відсотковий вміст i -го газу у суміші з n газів, що викидаються (визначається за результатами лабораторного аналізу для кожної свердловини); k_i – показник адіабати i -го газу в суміші.

Газова стала суміші газів визначається за формулою:

$$R = \frac{8314,3}{m}, \quad (4.6)$$

де m – молярна маса суміші газів, що викидаються, [кг/моль].

Величина m залежить від складу суміші газів і визначається за формулою:

$$m = 0,01 \sum_{i=1}^n c_i m_i, \quad (4.7)$$

де m_i – молярна маса i -го газу в суміші, [кг/моль].

У випадку фонтанування газової суміші з більшою температурою ніж у АП підйом буде здійснюватись як за рахунок енергії пласту, так і за рахунок сил плавучості, і ΔH буде визначатися за формулою [100, 346]:

$$\Delta H = \frac{1,5W_0 R_{дж}}{u} \left(2,5 + \frac{3,3g R_{дж} (T_0 - T_{п})}{T_{п} u^2} \right), \quad (4.8)$$

де $T_{п}$ – температура АП, [К]; $g = 9,8 \text{ м/с}^2$ – прискорення вільного падіння.

У випадку палаючого ФГС ΔH буде визначатися за формулою [219, 344]:

$$\Delta H = 3,48 R_{дж} Ar^{0,17} \left(\frac{L_{cx}}{2R_{дж}} \right)^{0,59}, \quad (4.9)$$

де Ar – приведений критерій Архімеда; $L_{cx}/(2R_{дж})$ – відношення стехіометричної довжини факелу до діаметра факельної труби (визначається за довідниковими даними в залежності від густини спалювальної суміші та питомої витрати повітря для спалювання 1 м^3 флюїду, що викидається).

Приведений критерій Архімеда, який враховує дію підйомної сили факелу, обчислюється наступним чином:

$$Ar = \frac{0,13 \rho W_0^2}{R_{дж}}, \quad (4.10)$$

де ρ – густина суміші газів, що спалюється [кг/м³].

Для горизонтального викиду можна прийняти, що центр хмари розташований на висоті 5–10 м [146, 347].

Характеристики змішування турбулентного газового струменя з навколишнім потоком повітря визначаються емпіричними співвідношеннями, прийнятими для ПША [88, 100].

4.2.3. Модель усталеного витікання суміші газів з свердловини

Для побудови даної моделі приймемо, що по свердловині і пласту рухається сталий потік суміші газів. Масова витрата через будь-який поперечний переріз свердловини однакова:

$$\rho \cdot Q = const, \quad (4.11)$$

де Q – об'ємна витрата через переріз, [м³/с]; ρ – середня густина суміші газів в перерізі, [кг/м³].

Припускається, що в межах свердловини канал, по якому рухається суміш газів, складений з N прямолінійних рівнопрохідних секцій, кожна з яких має поперечний переріз кільцевої форми. Таким чином, геометрія каналу визначається набором наступних параметрів:

$$l_i, d_{зое_i}, d_{вн_i}, \alpha_{z_i}, i = 1, 2, 3, \dots, N, \quad (4.12)$$

де l_i – довжина секції, [м]; $d_{зое_i}, d_{вн_i}$ – відповідно зовнішній та внутрішній діаметр кільцевого перерізу, [м]; α_{z_i} – зенітний кут (кут між напрямком осі секції і вертикаллю), [град].

У межах секції справедливо рівняння кількості руху [105, 280, 73]:

$$\frac{d(\rho W^2)}{dl} + \frac{dP}{dl} = - \frac{\lambda_i \rho W |W|}{2d_i} + \rho g \cos \alpha_{z_i}, \quad (4.13)$$

де d_i – гідравлічний діаметр, який обчислюється за формулою:

$$d_i = d_{зое_i} - d_{вн_i}, \quad (4.14)$$

де l – відстань від гирла, [м]; W – швидкість суміші газів, [м/с] (при фонтануванні швидкість у виразі (4.13) від'ємна); P – тиск суміші газів, [Па]; λ_i –

коефіцієнт гідравлічного опору i -ої секції, [б/р].

Приймаємо, що в місцях з'єднання секцій тиск змінюється неперервним чином (втрати, викликані зміною поперечного перерізу і напрямку потоку, не враховуються).

Рівняння стану для суміші газів запишемо в наступному вигляді:

$$\rho = \rho_n \cdot \frac{T_n}{T} \cdot \frac{1}{Z} \cdot \frac{P}{P_n}, \quad (4.15)$$

де ρ_n , T_n , P_n – густина [кг/м³], температура [К] та тиск [Па] суміші газів за нормальних умов.

Густина газової суміші при нормальних умовах за об'ємними частками визначається за формулою [277, 73]:

$$\rho_n = 0,01 \sum_{i=1}^n c_i \rho_{n,i}, \quad (4.16)$$

де c_i – відсотковий вміст i -го газу у суміші з n газів, що викидаються; $\rho_{n,i}$ – густина i -го газу в суміші за нормальних умов, [кг/м³].

Середнє значення коефіцієнту стисливості суміші газів Z визначається за формулою [292]:

$$Z = 1 - 0,0241 \cdot \frac{P(P_0)}{\Theta}, \quad (4.17)$$

де $P(P_0) = \frac{P_0}{P_{\text{ПК}}}$; $\Theta = 1 - 1,68T + 0,78T^2 + 0,0107T^3$; $T = \frac{T_0}{T_{\text{ПК}}}$; P_0 – тиск на гирлі свердловини, [МПа]; T_0 – середня по стовбуру свердловини температура суміші газів, [К].

Псевдокритичний тиск $P_{\text{ПК}}$ [МПа] та температура [К] суміші газів, що викидаються, визначаються за формулами [277]:

$$P_{\text{ПК}} = 0,01 \sum_{i=1}^n c_i P_{\text{К}i}, \quad (4.18)$$

$$T_{\text{ПК}} = 0,01 \sum_{i=1}^n c_i T_{\text{К}i}, \quad (4.19)$$

де $P_{\text{К}i}$ та $T_{\text{К}i}$ – відповідно критичний тиск [МПа] та критична температура [К]

i -го газу в суміші.

Втрати тиску в пласті при стаціонарній фільтрації описуються рівнянням [292, 73, 22]:

$$P_z^2 = P_{nl}^2 - aQ_n - bQ_n^2, \quad (4.20)$$

де P_z – тиск в свердловині навпроти інтервалу, що працює, [МПа]; a – коефіцієнт лінійного фільтраційного опору свердловини, [МПа²/(м³/с)]; b – коефіцієнт квадратичного фільтраційного опору свердловини, [МПа²/(м³/с)²]; P_{nl} – пластовий тиск, [МПа].

Рівняння (4.20) можна розглядати як граничну умову для системи (4.11)–(4.13). Умова на гирлі має вигляд:

$$\begin{aligned} W_z &= W_{3z} \text{ при } P_0 > P_a; \\ P_0 &= P_a \text{ при } W_z < W_{3z}, \end{aligned} \quad (4.21)$$

де W_z – швидкість газу на гирлі, [м/с]; W_{3z} – місцева швидкість звуку, [м/с] (див. (4.4)); P_a – атмосферний тиск (розглядається ВФ), [МПа].

Задача розв'язується в припущенні сталості температури суміші газів, що рухаються по свердловині, і коефіцієнта стисливості:

$$\begin{aligned} T &= const, \\ Z &= const. \end{aligned} \quad (4.22)$$

Задача полягає у визначенні дебіту фонтану при заданих параметрах пласта (пластовий тиск, коефіцієнти фільтраційного опору), геометрії стовбура і параметрах рівняння стану (4.11), (4.22). В якості середніх значень в (4.22) використано середньоарифметичні значення температури і коефіцієнта стисливості для пластових і гирлових умов. Розв'язання рівняння (4.13) здійснюється методом поділу відрізка навпіл [166, 289]. В якості нижньої межі кореня приймається нульове значення дебіту. Верхня межа визначається шляхом розрахунку вибійного тиску для декількох послідовно зростаючих значень Q_n .

Після визначення дебіту фонтану Q_m за даних внутрішніх та зовнішніх умов відносно свердловини за допомогою наступного виразу визначаємо масову витрату суміші газів Q'_m , [кг/с]:

$$Q'_m = Q_m \rho, \quad (4.23)$$

де Q_m – це об'ємна витрата ($\text{м}^3/\text{с}$); ρ – густина суміші газових компонентів, що викидаються, на рівні гирла свердловини, [$\text{кг}/\text{м}^3$].

Величина ρ визначається з рівняння (4.15) залежно від умов на гирлі свердловини.

І кінцевим результатом моделювання на даному етапі є визначення масової витрати i -го газу в суміші M' , [$\text{кг}/\text{с}$]:

$$M'_i = Q'_m c_i. \quad (4.24)$$

Таким чином, побудовано математичну модель, яка описує неперервне витікання газової суміші при аварійному фонтануванні свердловини і дозволяє визначати масову витрату кожної компоненти суміші, що викидається.

4.2.4. Модель залпового витікання суміші газів зі свердловини

Дана модель призначена для розрахунку «залпового» викиду, який виникне при миттєвій розгерметизації гирла закритої свердловини. Максимальний обсяг продуктів, що викидаються в атмосферу, досягається в ситуації, при якій аварія відбувається на свердловині, що заповнена нерухомим газом (наприклад, в процесі досліджень свердловини). Передбачається, що свердловина вертикальна і канал, по якому відбувається викид, має постійний поперечний переріз. Нестационарна течія газу описується системою рівнянь, що виражають закони збереження маси і кількості руху [105, 72, 280]:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{\partial(\rho W)}{\partial l} = 0, \quad (4.25)$$

$$\rho \frac{dW}{dt} + \frac{\partial P}{\partial l} + g \rho \left(\frac{|W|W}{W_{gid}^2} - 1 \right) = 0, \quad (4.26)$$

де

$$W_{gid} = \sqrt{\frac{2gD_{gid}}{\lambda}}. \quad (4.27)$$

Рівняння стану газу запишемо у вигляді [277]:

$$P = \rho Z_{cp} R T_{cp}, \quad (4.28)$$

де $\frac{d}{dt} = \frac{\partial}{\partial t} + W \frac{\partial}{\partial l}$; t – час, [с]; l – довжина вздовж осі стовбура, [м]; g –

прискорення вільного падіння, [м²/с]; P , W , ρ – тиск [МПа], швидкість [м/с] і густина газу [кг/м³] відповідно; λ – коефіцієнт гідравлічного опору (приймається сталим); D_{gid} – гідравлічний діаметр каналу, [м]; Z_{cp} та T_{cp} – середні по стовбуру значення коефіцієнта стисливості та температури газу [К].

У випадку газоконденсатних сумішей при отриманні рівняння стану приймається модель гомогенного потоку. Припущення про рівність швидкостей фаз дозволяє визначити залежність густини від тиску і температури за даними про контактну конденсацію, яку можна апроксимувати виразом, що збігається за формою з рівнянням стану (4.28).

У початковий момент гирло свердловини закрито, і розподіл тиску P_0 в нерухомому стовпі газу описується рівнянням:

$$-\frac{\partial P_0}{\partial l} + g\rho = 0. \quad (4.29)$$

На вибої тиск в свердловині співпадає з пластовим тиском [289, 105]:

$$P_0(l_b) = P_{nl}, \quad (4.30)$$

де l_b – координата покрівлі інтервалу, що проявляє, [м]; P_{nl} – пластовий тиск в місцях розташування свердловин, [МПа].

Нехай в момент $t = 0$ відбувається миттєва розгерметизація гирла. Швидкість у вихідному перерізі буде дорівнювати місцевій швидкості звуку, а поточний дебіт обчислюється за формулою:

$$Q_h = C_D W_s F_h \rho_h, \quad (4.31)$$

де Q_h – дебіт фонтану, [кг/с]; W_s – місцева швидкість звуку, [м/с]; F_h – площа вихідного перерізу, [м²]; ρ_h – густина флюїду у вихідному перерізі, [кг/м³]; C_D – коефіцієнт витрати, що залежить від форми вихідного перерізу.

Починаючи з цього моменту, вниз по стовпу газу буде пересуватися хвиля

розрідження. Дійшовши до вибою, хвиля, частково відбившись, перейде в пласт, де сформується зростаюча в часі депресійна воронка. Для розрахунку викиду застосовується метод послідовної зміни стаціонарних станів (МПЗСС), відповідно до якого область течії поділяється на дві ділянки. На нижній ділянці знаходиться стовп газу в стані спокою, а на верхньому – рухається стаціонарний потік [320].

Таким чином, в пригирловій частині стовбура виконуються рівняння [280]:

$$\rho FW = Q_h(t) = const, \quad (4.32)$$

$$-\frac{dP}{dl} - \frac{d(\rho W^2)}{dl} + g\rho \left(1 + \frac{W^2}{W_{gid}^2}\right) = 0. \quad (4.33)$$

На рухомій межі виконується умова:

$$P(l_f, t) = P_0(l_f), \quad (4.34)$$

де l_f – поточне положення фронту, [м].

Знаючи розподіл тиску по стовбуру, можна визначити масу газу, що знаходиться в момент t в свердловині. Зі сказаного випливає, що маса повністю визначається положенням фронту: $M(t) = M(l_f)$ [19]. З умови матеріального балансу, застосованого до всього стовбура, випливає рівняння переміщення фронту:

$$M' \cdot \frac{dl_f}{dt} = Q_h. \quad (4.35)$$

Після того, як хвиля досягла вибою, приходить в рух флюїд в пласті. Припускаючи течію симетричною відносно осі свердловини, позначимо через R_f радіус межі (радіус депресійної воронки), яка відділяє область нерухомого флюїду від присвердловинної області, в якій потік є стаціонарним і його дебіт дорівнює миттєвому дебіту фонтану. Для обчислення R_f використовується рівняння аналогічне (4.35), в якому під M розуміється маса газу в стовбурі і круговій області пласта, радіус якої R_0 обраний так, що на даному інтервалі часу $R_f < R_0$. Щоб визначити $M(R_f)$, розглядається задача про стаціонарну течію в

системі свердловина-пласт, що задовольняє умову на гирлі (4.31) і умову на рухомому контурі [289, 105]:

$$P(R_f, t) = P_{nl}. \quad (4.36)$$

Крім того, виконуються умови сполучення – неперервна зміна тиску і масової витрати при переході від пласта до свердловини.

Для наближеного розрахунку течії в пласті використаний відомий результат теорії фільтрації – при постійному дебіті свердловини переміщення радіусу R_f в МПЗСС описується співвідношенням:

$$R_f(t) \approx R_w + 2\sqrt{\eta t}, \quad (4.37)$$

де η – п'єзопровідність [$\text{м}^2/\text{с}$], яка визначається в разі газового пласта виразом

$$\eta = \frac{P_{nl} k}{m \mu} \quad (4.38)$$

де k – проникність пласта в околиці свердловини, [дарсі]; m – середня пористість пласту в околиці свердловини; μ – в'язкість газу в пластових умовах, [сПа].

4.3. Математична модель розповсюдження забруднюючих речовин в атмосферному повітрі при фонтануванні газової свердловини

4.3.1 Визначення факторів формування викидів забруднюючих речовин при палаючому фонтануванні газової свердловини

Горіння газоконденсатного струменя аварійного фонтану супроводжується емісією в атмосферу різних ЗР, перш за все сполук азоту, вуглецю і сірки, що робить істотний вплив на НПС як у локальному, так і в регіональному масштабах. Відомо, що в результаті техногенної емісії оксидів азоту і сірки наземні і прісноводні екосистеми піддаються подкислюючому і евтрифікуючому впливу даних сполук [148, 356]. Визначення викидів ЗР в АП при горінні

фонтану виконується для порівняльного аналізу токсичної небезпеки при розсіянні небезпечних речовин в разі холодного викиду і розподілу в атмосфері продуктів згорання газоконденсатної суміші.

В подальшому в роботі для визначення потужності викидів відповідних ЗР в АП при спалюванні фонтану газової свердловини буде використовуватись математичний апарат «Методики розрахунку параметрів викидів і валових викидів шкідливих речовин від факельних установок спалювання вуглеводневих сумішей» [219, 356].

Визначальними факторами впливу на потужність викидів відповідних ЗР в АП при спалюванні газоконденсатної суміші, що витікає з свердловини під час фонтанування, є:

– для метану, оксиду вуглецю, оксидів азоту (в перерахунку на діоксид азоту) та сажі: інтенсивність (масові витрати) фонтанування; питомі викиди шкідливих речовин на одиницю маси флюїду, що спалюється;

– для діоксиду вуглецю: інтенсивність (масові витрати) фонтанування; масовий вміст вуглецю та діоксиду вуглецю в спалювальній суміші; повнота згорання вуглеводневої суміші та природного газу; потужність викиду CO, CH₄ та сажі;

– для діоксиду сірки, сірководню та меркаптанів (для вуглеводневих сумішей сірчистих газових та газоконденсатних родовищ): інтенсивність (масові витрати) фонтанування; масовий вміст сірководню, меркаптанів та загальної сірки в спалювальній суміші; повнота згорання вуглеводневої суміші та природного газу.

Масові витрати газового флюїду за усталеного та залпового режимів фонтанування визначаються за допомогою розроблених в п. 4.3 математичних моделей; вміст діоксиду вуглецю, сірководню, меркаптанів та загальної сірки в спалювальній суміші – за даними лабораторних аналізів; всі інші параметри – згідно відповідних таблиць та формул методики [219].

Побудуємо математичну модель розповсюдження домішок в атмосфері в результаті викиду фонтануючої газової свердловини, яка дозволить визначати

рівень концентрації ЗР в просторі та часі.

4.3.2. Рівняння перенесення забруднюючих речовин в атмосфері

Нехай $q(x, y, z, t)$ – функція, значення якої в момент часу t в точці $(x, y, z) \in E_+^3$, $E_+^3 = \{(x, y, z) : x \in (-\infty; +\infty), y \in (-\infty; +\infty), z \in [0; +\infty)\}$, співпадає із значенням миттєвої концентрації домішки, яка переноситься в атмосфері потоками повітря. Якщо в E_+^3 відсутні джерела викиду домішки, вона не розкладається та не вступає у хімічні реакції з НПС (не піддається змінам), координати x, y, z залежать від часу t : $x = x(t)$, $y = y(t)$, $z = z(t)$, $q(x, y, z, t)$ – неперервно диференційована функція по змінним x, y, z та t , а функції $x = x(t)$, $y = y(t)$, $z = z(t)$ – по змінній t , то перенесення домішок вздовж траєкторії частинок повітря зі збереженням її концентрації запишеться у вигляді рівняння:

$$\frac{dq}{dt} = 0$$

або в розгорнутому вигляді

$$\frac{\partial q}{\partial t} + \frac{\partial q}{\partial x} \cdot \frac{dx}{dt} + \frac{\partial q}{\partial y} \cdot \frac{dy}{dt} + \frac{\partial q}{\partial z} \cdot \frac{dz}{dt} = 0, \quad (4.39)$$

де $\frac{dx}{dt}$, $\frac{dy}{dt}$, $\frac{dz}{dt}$ – компоненти швидкості переміщення повітряних мас (вітру)

відповідно вздовж осей Ox , Oy , Oz , які позначимо $\frac{dx}{dt} = u$, $\frac{dy}{dt} = v$, $\frac{dz}{dt} = w$.

В нижній частині атмосфери з високою точністю виконується закон збереження маси, виражений рівнянням нерозривності:

$$\frac{\partial u}{\partial x} + \frac{\partial v}{\partial y} + \frac{\partial w}{\partial z} = 0. \quad (4.40)$$

Помноживши (4.40) на q і додавши до рівняння (4.39), прийдемо до наступного рівняння:

$$\frac{\partial q}{\partial t} + \frac{\partial(uq)}{\partial x} + \frac{\partial(vq)}{\partial y} + \frac{\partial(wq)}{\partial z} = 0 \quad (4.41)$$

або

$$\frac{\partial q}{\partial t} + \operatorname{div} \vec{U}q = 0,$$

де $\vec{U}(x, y, z, t) = u(x, y, z, t)\vec{i} + v(x, y, z, t)\vec{j} + w(x, y, z, t)\vec{k}$ – вектор швидкості частинок повітря.

Рівняння (4.41), яке описує міграцію домішки з потоками повітряних мас, необхідно розглядати одночасно з рівнянням нерозривності (4.40).

Рівняння (4.41) можна узагальнити. Нехай домішка в процесі міграції розпадається (перетворюється в інші види домішки) або вступає в реакцію із зовнішнім середовищем, то цей процес можна інтерпретувати як поглинання субстанції. В цьому випадку рівняння (4.41) перейде в наступне:

$$\frac{\partial q}{\partial t} + \operatorname{div} \vec{U}q + \lambda q = 0, \quad (4.42)$$

де $\lambda \geq 0$ – величина, обернено пропорційна часу. Смысл цієї величини буде зрозумілим, якщо в (4.42) покласти $u = v = w = 0$. Тоді (4.42) перейде в рівняння

$$\frac{\partial q}{\partial t} + \lambda q = 0,$$

розв'язком якого є функція $q = q_0 e^{-\lambda t}$ [73, 82]. Звідси видно, що λ є обернена величина інтервалу часу, за який концентрація домішки в порівнянні із концентрацією q_0 зменшиться в $e \approx 2,71$ разів.

Якщо, крім того, в E_+^3 , $z \geq 0$ є джерело домішки, яке описується функцією $f = f(x, y, z, t)$, то в цьому випадку має місце наступне рівняння:

$$\frac{\partial q}{\partial t} + \frac{\partial(uq)}{\partial x} + \frac{\partial(vq)}{\partial y} + \frac{\partial(wq)}{\partial z} + \lambda q = f. \quad (4.43)$$

Будемо вважати, що $q = q(x, y, z, t)$, $u = u(x, y, z, t)$, $v = v(x, y, z, t)$, $w = w(x, y, z, t)$ є випадковими полями та представляються у вигляді:

$$q = \bar{q} + q'; \quad u = \bar{u} + u'; \quad v = \bar{v} + v'; \quad w = \bar{w} + w', \quad (4.44)$$

де $\bar{q} = M[q]$, $\bar{u} = M[u]$, $\bar{v} = M[v]$, $\bar{w} = M[w]$ (M – знак математичного

сподівання); q', u', v', w' – флуктуаційні складові величин q, u, v, w відповідно, які також є випадковими полями з нульовим математичним сподіванням: $M[q'] = M[u'] = M[v'] = M[w'] = 0$.

Нехай q', u', v', w' не корелюють між собою. Підставляючи (4.44) в (4.43) та обчислюючи математичні сподівання від лівої та правої частин, враховуючи, що $M[f] = f$, будемо мати:

$$\begin{aligned} \frac{\partial M[\bar{q} + q']}{\partial t} + \frac{\partial M[(\bar{u} + u')(\bar{q} + q')]}{\partial x} + \frac{\partial M[(\bar{v} + v')(\bar{q} + q')]}{\partial y} + \\ + \frac{\partial M[(\bar{w} + w')(\bar{q} + q')]}{\partial z} + \lambda M[\bar{q} + q'] = Mf. \end{aligned} \quad (4.45)$$

$$M[\bar{q} + q'] = M[\bar{q}] + M[q'] = M[\bar{q}] = \bar{q};$$

$$\begin{aligned} M[(\bar{u} + u')(\bar{q} + q')] &= M[\bar{u}\bar{q} + \bar{u}q' + u'\bar{q} + u'q'] = M[\bar{u}\bar{q}] + M[\bar{u}q'] + M[u'\bar{q}] + \\ &+ M[u'q'] = \bar{u}\bar{q} + \bar{u}M[q'] + \bar{q}M[u'] + M[u'q'] = \bar{u}\bar{q} + M[u'q']; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} M[(\bar{v} + v')(\bar{q} + q')] &= M[\bar{v}\bar{q} + \bar{v}q' + v'\bar{q} + v'q'] = M[\bar{v}\bar{q}] + M[\bar{v}q'] + M[v'\bar{q}] + \\ &+ M[v'q'] = \bar{v}\bar{q} + \bar{v}M[q'] + \bar{q}M[v'] + M[v'q'] = \bar{v}\bar{q} + M[v'q']; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} M[(\bar{w} + w')(\bar{q} + q')] &= M[\bar{w}\bar{q} + \bar{w}q' + w'\bar{q} + w'q'] = M[\bar{w}\bar{q}] + M[\bar{w}q'] + M[w'\bar{q}] + \\ &+ M[w'q'] = \bar{w}\bar{q} + \bar{w}M[q'] + \bar{q}M[w'] + M[w'q'] = \bar{w}\bar{q} + M[w'q']; \end{aligned}$$

$$\lambda M[\bar{q} + q'] = \lambda(M[\bar{q}] + M[q']) = \lambda M[\bar{q}] = \lambda \bar{q}.$$

Тоді отримаємо наступні рівності:

$$\left\{ \begin{aligned} \frac{\partial M[\bar{q} + q']}{\partial t} &= \frac{\partial \bar{q}}{\partial t}, \\ \frac{\partial M[(\bar{u} + u')(\bar{q} + q')]}{\partial x} &= \frac{\partial(\bar{u}\bar{q})}{\partial x} + \frac{\partial M[u'q']}{\partial x}, \\ \frac{\partial M[(\bar{v} + v')(\bar{q} + q')]}{\partial y} &= \frac{\partial(\bar{v}\bar{q})}{\partial y} + \frac{\partial M[v'q']}{\partial y}, \\ \frac{\partial M[(\bar{w} + w')(\bar{q} + q')]}{\partial z} &= \frac{\partial(\bar{w}\bar{q})}{\partial z} + \frac{\partial M[w'q']}{\partial z}. \end{aligned} \right. \quad (4.46)$$

Враховуючи співвідношення (4.46), рівняння (4.45) можна переписати у вигляді:

$$\frac{\partial \bar{q}}{\partial t} + \frac{\partial(\bar{u}\bar{q})}{\partial x} + \frac{\partial M[u'q']}{\partial x} + \frac{\partial(\bar{v}\bar{q})}{\partial y} + \frac{\partial M[v'q']}{\partial y} + \frac{\partial(\bar{w}\bar{q})}{\partial z} + \frac{\partial M[w'q']}{\partial z} + \lambda\bar{q} = f. \quad (4.47)$$

Кореляційні моменти $M[u'q']$, $M[v'q']$, $M[w'q']$ між пульсаціями швидкості та концентрації, як відомо, визначають додаткове турбулентне перенесення домішки. В напівемпіричній теорії турбулентності зазвичай використовуються градієнтні моделі турбулентності, згідно яким

$$M[u'q'] = -K_x \frac{\partial \bar{q}}{\partial x}; \quad M[v'q'] = -K_y \frac{\partial \bar{q}}{\partial y}; \quad M[w'q'] = -K_z \frac{\partial \bar{q}}{\partial z}, \quad (4.48)$$

де K_x , K_y , K_z – коефіцієнти турбулентної дифузії відповідно вздовж осей Ox , Oy та Oz , $[m^2/c]$.

Враховуючи (4.48), рівняння (4.47) запишеться у наступному вигляді:

$$\frac{\partial \bar{q}}{\partial t} + \frac{\partial(\bar{u}\bar{q})}{\partial x} + \frac{\partial(\bar{v}\bar{q})}{\partial y} + \frac{\partial(\bar{w}\bar{q})}{\partial z} + \lambda\bar{q} = \frac{\partial}{\partial x} K_x \frac{\partial \bar{q}}{\partial x} + \frac{\partial}{\partial y} K_y \frac{\partial \bar{q}}{\partial y} + \frac{\partial}{\partial z} K_z \frac{\partial \bar{q}}{\partial z} + f. \quad (4.49)$$

Отримане рівняння є рівнянням параболічного типу. Воно описує процес розповсюдження домішок в атмосфері за рахунок турбулентної дифузії та вітрового перенесення при наявності джерела викиду та взаємодії речовини з НПС. Розв'язок рівняння (4.49) дасть можливість за заданих метеорологічних умов та характеристик джерела викиду знайти концентрацію домішки в довільній точці області дослідження, що в свою чергу дозволить визначити рівень забруднення від даного джерела.

Для зручності запису функцій q , u , v та w опустимо риску зверху. Також, при розв'язуванні практичних задач приймається, що компоненти швидкості вітру u , v , w та коефіцієнти турбулентної дифузії залежать лише від часу t . Враховуючи це, рівняння (4.49) запишеться наступним чином [361]:

$$\frac{\partial q}{\partial t} + u \frac{\partial q}{\partial x} + v \frac{\partial q}{\partial y} + w \frac{\partial q}{\partial z} + \lambda q = K_x \frac{\partial^2 q}{\partial x^2} + K_y \frac{\partial^2 q}{\partial y^2} + K_z \frac{\partial^2 q}{\partial z^2} + f. \quad (4.50)$$

В подальшому будемо працювати саме з рівнянням (4.50).

Для знаходження єдиного розв'язку рівняння (4.50) необхідно задати систему початково-граничних умов. Оскільки диференціальне рівняння (4.50) встановлює зв'язок між часовими та просторовими змінами концентрації

домішки, то для знаходження поля концентрацій в області, що розглядається, в довільний момент часу та в будь-якій точці необхідно знати розподіл речовини в цій області в початковий момент часу (початкова умова), геометрію області (нескінченний, обмежений чи напівобмежений простір) та закон взаємодії домішки з граничною поверхнею (граничні умови). Сукупність початкових та граничних умов називається крайовими умовами.

При заданні крайових умов виходять з припущення, що час t розповсюдження домішки належить інтервалу $[t_0; T]$, $0 \leq t_0 < T$, а область Ω , в якій ця домішка розповсюджується, представляє собою напівпростір (з E_+^3) вигляду $\Omega = \{(x, y, z): x \in (-\infty; +\infty), y \in (-\infty; +\infty), z \in [z_0; +\infty)\}$, де $z_0 = \text{const} > 0$ – рівень шорсткості підстилаючої поверхні. Як правило, $t_0 = 0$.

Початкові умови визначаються заданням функції розподілу речовини в області, що розглядається, в початковий момент часу, тобто:

$$q(x, y, z, t_0) = \varphi(x, y, z), \quad (4.51)$$

де φ – деяка функція, яка описує у Ω фонову концентрацію.

Для миттєвого джерела викиду потужністю M , яке знаходиться в точці $x=0$, $y=0$, $z=H$, в якості початкової умови приймається рівність:

$$q = M \delta(x) \delta(y) \delta(z - H) \text{ при } t = 0, \quad (4.52)$$

де δ – дельта-функція Дірака.

Що стосується граничних умов, то вони визначаються в залежності від конкретної задачі. Так, гранична умова на нескінченності полягає в тому, що концентрація домішки прагне до нуля (фону):

$$q \rightarrow 0 \text{ при } x^2 + y^2 + z^2 \rightarrow \infty. \quad (4.53)$$

Умову на границі підстилаючої поверхні $z = z_0$, як правило, задають у вигляді:

$$K_z \frac{\partial q}{\partial z} + wq + \beta q = 0 \text{ при } z = z_0, \quad (4.54)$$

де β – параметр, який характеризує взаємодію домішки з підстилаючою поверхнею.

При досягненні нижньої границі осаджуюча чи невагома домішка взаємодіє з нею і потік домішки або відбивається ($\beta = 0$), або поглинається ($\beta \rightarrow \infty$).

В залежності від постановки задачі крайові умови можуть бути й іншими.

Функцію точкового джерела викиду домішки $f(x, y, z, t)$ можна задати наступним чином [361]:

для миттєвого джерела викиду:

$$f(x, y, z, t) = M \delta(t - t_0) \delta(x - x_0) \delta(y - y_0) \delta(z - H), \quad (4.55)$$

для неперервного джерела викиду:

$$f(x, y, z, t) = Q \delta(x - x_0) \delta(y - y_0) \delta(z - H), \quad (4.56)$$

де (x_0, y_0, H) – координати точки надходження ЗР в АП; M – кількість домішки, яка викинута миттєвим джерелом в момент часу t_0 , [г]; Q – кількість домішки, яка постійно викидається неперервним джерелом в АП, [г/с].

У випадку іншої геометрії джерела викиду, його функція буде мати інший вигляд [89, 214].

4.3.3. Розв'язання рівняння поширення забруднюючої домішки в атмосферному повітрі в результаті фонтанування газової свердловини

На початку розв'яжемо задачу знаходження функції концентрації $q(t, x, y, z)$, яка утворюється при миттєвому викиді в момент часу t_0 домішки масою M точковим джерелом, яке розміщене в точці простору з координатами (x_0, y_0, z_0) . Згідно формули (4.1) в даному випадку під z_0 розуміється ефективна висота джерела H_{ef} .

Для цього будемо розв'язувати рівняння (4.50) з крайовими умовами (4.51) при $\varphi(x, y, z) = 0$ та (4.53) з функцією джерела (4.55). Запишемо вихідне рівняння в наступному вигляді:

$$\frac{\partial q}{\partial t} + u(t) \frac{\partial q}{\partial x} + v(t) \frac{\partial q}{\partial y} + w(t) \frac{\partial q}{\partial z} = K_x(t) \frac{\partial^2 q}{\partial x^2} + K_y(t) \frac{\partial^2 q}{\partial y^2} + K_z(t) \frac{\partial^2 q}{\partial z^2} - \lambda(t)q(t) + M \delta(x - x_0) \delta(y - y_0) \delta(z - z_0). \quad (4.57)$$

За таких умов розв'язок рівняння (4.57) виражає закономірність розповсюдження домішки в необмеженому просторі, коли коефіцієнти дифузії (турбулентності) $K_x(t)$, $K_y(t)$, $K_z(t)$ та швидкість стоку домішки $\lambda(t)$ вважаються відомими функціями часу, а швидкість переміщення центру тяжіння хмари домішки в напрямку відповідних осей визначається складовими вектору вітру $u(t)$, $v(t)$, $w(t)$.

Для зменшення кількості обчислень можна розщепити трьохвимірну задачу на послідовність одновимірних задач таким чином, щоб зберігалась і структура розв'язку і основні його властивості. В цьому випадку, за рахунок однорідних граничних умов, фундаментальний розв'язок просторового рівняння можна представити добутком фундаментальних розв'язків відповідних задач

$$\frac{\partial f(t, x_i)}{\partial t} = K_{x_i}(t) \frac{\partial^2 f(t, x_i)}{\partial x_i^2} - u_i(t) \frac{\partial f(t, x_i)}{\partial x_i} + \delta(t - t_0) \delta(x_i - x_0), \quad f(t_0, x_i) = 0 \quad (4.58)$$

по кожній просторовій координаті $i=1, 2, 3$ [73, 361].

Доданок $\lambda(t) \cdot q(t)$ рівняння, яке характеризує втрату домішки в процесі її дифузії, можна виключити з розв'язку заміною функції:

$$q(t, x, y, z) = e^{-\int_{t_0}^t \lambda(t) dt} \cdot f(t, x).$$

Для розв'язання рівняння (4.58) змінимо систему координат:

$$\xi = \int_{t_0}^t K_x(t) dt = \eta(t), \quad \vartheta = x - \int_{t_0}^t u(t) dt, \quad (4.59)$$

$$\frac{\partial f}{\partial t} = \frac{\partial f}{\partial \xi} \cdot K_x(t) - \frac{\partial f}{\partial \vartheta} u(t); \quad \frac{\partial f}{\partial x} = \frac{\partial f}{\partial \vartheta}; \quad \frac{\partial^2 f}{\partial x^2} = \frac{\partial^2 f}{\partial \vartheta^2}$$

та, виконавши підстановку з врахуванням заміни функції, отримаємо:

$$\frac{\partial f'}{\partial \xi} = \frac{\partial^2 f'}{\partial \mathcal{G}^2} + \frac{e^{\int_{t_0}^{\eta^{-1}(\xi)} \lambda(t) dt}}{K_x(\eta^{-1}(\xi))} \delta(\eta^{-1}(\xi)) \delta\left(\mathcal{G} - x_0 + \int_{t_0}^{\eta^{-1}(\xi)} u(t) dt\right). \quad (4.60)$$

Виконавши перетворення Фур'є по змінній \mathcal{G} , отримаємо, що

$$\frac{df}{d\xi} = -p^2 \hat{f} + \frac{e^{\int_{t_0}^{\eta^{-1}(\xi)} \lambda(t) dt}}{K_x(\eta^{-1}(\xi))} \delta(\eta^{-1}(\xi)) e^{ip\left(x_0 - \int_{t_0}^{\eta^{-1}(\xi)} u(t) dt\right)}, \quad (4.61)$$

та відмітимо, що за визначенням $\eta(\xi)$ є похідною $(\eta^{-1}(\xi))' = \frac{1}{K_x(\eta^{-1}(\xi))}$, таким

чином

$$e^{p^2 \xi} \cdot \hat{f} = \int_0^{\xi} e^{p^2 \xi} \cdot e^{\int_{t_0}^{\eta^{-1}(\xi)} \lambda(t) dt} \cdot \delta(\eta^{-1}(\xi)) e^{ip\left(x_0 - \int_{t_0}^{\eta^{-1}(\xi)} u(t) dt\right)} d\eta^{-1}(\xi) = e^{p^2 \eta(t_0) + ipx_0}. \quad (4.62)$$

Враховуючи, що $\eta(t_0) = 0$, знаходимо, що:

$$\hat{f}(\xi, p) = e^{-p^2 \xi + ipx_0}.$$

Розв'язок співпадає зі стандартним фундаментальним розв'язком рівняння теплопровідності з точністю до зміщення

$$f'(\xi, \mathcal{G}) = \frac{1}{2\sqrt{\pi\xi}} \cdot e^{-\frac{(\mathcal{G}-x_0)^2}{4\xi}}. \quad (4.63)$$

Виконавши обернену заміну для функції та координат, отримаємо

$$f(t, x_i) = \frac{e^{-\int_{t_0}^t \lambda(t) dt}}{2\sqrt{\pi \int_{t_0}^t K_{x_i}(t) dt}} \cdot e^{-\frac{(\mathcal{G}-x_{i0}-r(t))^2}{4 \int_{t_0}^t K_{x_i}(t) dt}}, \quad (4.64)$$

де $r(t)$ виражає переміщення центру тяжіння хмари домішки за період дифузії

$$r(t) = \int_{t_0}^t u_i(t) dt.$$

Рівняння (4.64) виражає розв'язок лінійного оператора, заданого рівнянням (4.58), при очевидних властивостях дифузійного процесу

$$\lim_{x_i \rightarrow \pm\infty} f(t, x_i) = 0,$$

які відображають єдиність фундаментального розв'язку задачі Коші при заданих граничних умовах.

Відмітимо, що, прийнявши $\sigma_i^2(t) = \int_{t_0}^t K_{ix}(t) dt$, і користуючись тим, що за змістом задачі положення центру тяжіння хмари домішки визначається за формулою $x_c(t) = x_{i0} + \int_{t_0}^t u_i(t) dt$, то остаточно запишемо, що

$$f(t, x) = \frac{e^{-\int_{t_0}^t \lambda(t) dt}}{2\sqrt{\pi}\sigma_{ix}(t)} \cdot e^{-\frac{(x_i - x_{ic}(t))^2}{4\sigma_{ix}^2(t)}}. \quad (4.65)$$

Аналогічні розв'язки будуть відповідати задачі Коші і для інших координат, при відсутності множника, який містить $\lambda(t)$, оскільки, член рівняння, який йому відповідає, враховується один раз і, як видно, не впливає на вид основного рівняння та на граничні умови [73, 252].

Розв'язок рівняння (4.57) по вертикальній координаті має особливості, оскільки розповсюдження домішок в цьому напрямку залежить від термодинамічної структури пограничного шару атмосфери і взаємодії домішки з його межами.

Тому, зберігаючи структуру розв'язку та його основні властивості, спростимо задачу до розв'язання однорідного нестационарного тривимірного рівняння з заданими значеннями складових швидкості вітру u , v , w та коефіцієнта дифузії K_x , K_y , K_z , які можуть бути отримані, наприклад, шляхом розв'язання системи рівнянь атмосферного пограничного шару. Такий розв'язок буде відрізнятися від структури фундаментального розв'язку тим, що він представляється не добутком функцій, виражених рівнянням (4.58), а сумою добутків функцій, виражених розв'язком однорідного рівняння

$$\begin{aligned} \frac{\partial q}{\partial t} + u \frac{\partial q}{\partial x} + v \frac{\partial q}{\partial y} + w \frac{\partial q}{\partial z} = K_x \frac{\partial^2 q}{\partial x^2} + K_y \frac{\partial^2 q}{\partial y^2} + \\ + K_z \frac{\partial^2 q}{\partial z^2} + Q(t) \cdot \delta(x) \cdot \delta(y) \cdot \delta(z - H_{ef}) \end{aligned}, \quad (4.66)$$

при $x, y \in (-\infty; \infty)$, $z \in (z_0; \infty)$, де z_0 – параметр шорсткості, [см].

За крайові умови візьмемо (4.53) та (4.54).

Положення верхньої межі шару домішки відповідає, як правило, висоті шару перемішування. Взаємодія осідаючої чи невагомої домішки з цією межею здійснює незначний вплив на розподіл концентрації домішки біля підстилаючої поверхні, так як, в першому випадку лише мала частина осідаючої домішки може досягнути верхньої межі, а в другому – велика ймовірність розсіювання домішки у верхній частині пограничного шару.

Тому, однорідну змішану граничну умову для верхньої межі шару перемішування $H_{ш.п.}$

$$K_z \frac{\partial q}{\partial z} + wq + \alpha q = 0, \text{ при } z = H_{ш.п.} \quad (4.67)$$

логічно замінити більш природною умовою

$$\lim_{z \rightarrow \infty} q(t, x, y, z) = 0,$$

що також спрощує розв'язання задачі [214, 49, 73].

Внесок неврахованої частини домішки при відбитті від верхньої межі можна компенсувати фоновією концентрацією, яка постійно присутня в атмосфері, а граничну умову (4.67) можна вводити при наявності «замикаючого» шару температурної інверсії.

Для миттєвого точкового джерела, початкові умови для якого записуються у вигляді $uq = Q\delta(x)\delta(y)\delta(z - H_{ef})$ при $t = 0$, рівняння (4.66) має фундаментальний розв'язок в напівпросторі $z_0 \leq z < \infty$ у вигляді [82, 361]:

$$\begin{aligned}
q(t, x, y, z) = & \frac{Qe^{-\frac{(x-ut)^2}{4K_x t} - \frac{(y-vt)^2}{4K_y t}}}{8\pi\sqrt{\pi K_x K_y K_z} t^3} \cdot \left(e^{-\frac{(z-H_{ef}-wt)^2}{4K_z t}} + e^{-\frac{w(H_{ef}-z_0)}{K_z} - \frac{(z+H_{ef}-2z_0-wt)^2}{4K_z t}} \right) + \\
& + \frac{Qe^{-\frac{(x-ut)^2}{4K_x t} - \frac{(y-vt)^2}{4K_y t}}}{8\pi\sqrt{\pi K_x K_y K_z} t^3} \cdot \frac{w+2\beta}{K_z} \cdot \int_0^\infty e^{-\frac{w(H_{ef}-z_0)}{K_z} - \frac{(z+H_{ef}-2z_0-wt+\xi)^2}{4K_z t}} d\xi.
\end{aligned} \tag{4.68}$$

Для отримання математичної моделі для точкового джерела, що здійснює короткочасний викид тривалістю τ_1 з інтенсивністю Q , виконаємо згортку функції (4.68) по змінній часу, тобто [73, 82]:

$$\begin{aligned}
q(t, x, y, z) = & \frac{Q}{8\pi\sqrt{\pi K_x K_y K_z}} \int_0^{\tau_1} \left[\frac{e^{-\frac{(x-u(t-\tau))^2}{4K_x(t-\tau)} - \frac{(y-v(t-\tau))^2}{4K_y(t-\tau)}}}{\sqrt{(t-\tau)^3}} \cdot \left(e^{-\frac{(z-H_{ef}-w(t-\tau))^2}{4K_z(t-\tau)}} + \right. \right. \\
& \left. \left. + e^{-\frac{w(H_{ef}-z_0)}{K_z} - \frac{(z+H_{ef}-2z_0-w(t-\tau)+\xi)^2}{4K_z(t-\tau)}} + \frac{w+2\beta}{K_z} \int_0^\infty e^{-\frac{w(H_{ef}-z_0)}{K_z} - \frac{(z+H_{ef}-2z_0-w(t-\tau)+\xi)^2}{4K_z(t-\tau)}} d\xi \right) \right] d\tau.
\end{aligned} \tag{4.69}$$

Для побудови математичної моделі для джерела, що здійснює неперервний викид, необхідно в (4.69) замінити τ_1 на t і перейти до границі при $t \rightarrow \infty$. Тоді отримуємо відповідну стаціонарну функцію у вигляді [73, 361]:

$$\begin{aligned}
q(x, y, z) = & \frac{Qe^{\frac{ux}{2K_x} + \frac{vy}{2K_y} + \frac{w(z-H_{ef})}{2K_z}}}{4\pi\sqrt{K_x K_y K_z}} \times \\
& \times \left(\frac{e^{-\frac{1}{2}\sqrt{\frac{x^2}{K_x} + \frac{y^2}{K_y} + \frac{(z-H_{ef})^2}{K_z}} \cdot \sqrt{\frac{u^2}{K_x} + \frac{v^2}{K_y} + \frac{w^2}{K_z}}}}{\sqrt{\frac{x^2}{K_x} + \frac{y^2}{K_y} + \frac{(z-H_{ef})^2}{K_z}}} + \frac{e^{-\frac{1}{2}\sqrt{\frac{x^2}{K_x} + \frac{y^2}{K_y} + \frac{(z+H_{ef}-2z_0)^2}{K_z}} \cdot \sqrt{\frac{u^2}{K_x} + \frac{v^2}{K_y} + \frac{w^2}{K_z}}}}{\sqrt{\frac{x^2}{K_x} + \frac{y^2}{K_y} + \frac{(z+H_{ef}-2z_0)^2}{K_z}}} \right) + \\
& + \frac{w+2\beta}{K_z} \cdot \frac{Qe^{\frac{ux}{2K_x} + \frac{vy}{2K_y} + \frac{w(z-H_{ef})}{2K_z}}}{4\pi\sqrt{K_x K_y K_z}} \cdot \int_0^\infty \frac{e^{-\frac{w+2\beta}{2K_z}\xi - \frac{1}{2}\sqrt{\frac{x^2}{K_x} + \frac{y^2}{K_y} + \frac{(z+H_{ef}-2z_0-\xi)^2}{K_z}} \cdot \sqrt{\frac{u^2}{K_x} + \frac{v^2}{K_y} + \frac{w^2}{K_z}}}}{\sqrt{\frac{x^2}{K_x} + \frac{y^2}{K_y} + \frac{(z+H_{ef}-2z_0-\xi)^2}{K_z}}} d\xi.
\end{aligned} \tag{4.70}$$

Отримана рівність (4.70) виражає фундаментальний розв'язок стаціонарного рівняння турбулентної дифузії

$$u \frac{\partial q}{\partial x} + v \frac{\partial q}{\partial y} + w \frac{\partial q}{\partial z} = K_x \frac{\partial^2 q}{\partial x^2} + K_y \frac{\partial^2 q}{\partial y^2} + K_z \frac{\partial^2 q}{\partial z^2} + Q \cdot \delta(x) \cdot \delta(y) \cdot \delta(z - H_{ef}), \quad (4.71)$$

при крайових умовах (4.51) при $\varphi(x, y, z) = 0$, (4.53) та (4.54).

В межах ПША приймається $K_x = K_y = K$.

Отримані нестационарні (4.68), (4.69) та стаціонарна (4.70) моделі враховують турбулентний характер атмосфери і вітрове перенесення ЗР, але не враховують їх взаємодію з НПС, а саме процес зменшення концентрації домішок через вимивання опадами, поглинання підстилаючою поверхнею та хімічну трансформацію. Для врахування цих факторів потрібно включити в рівняння (4.66) та (4.71) доданок λq , як це показано в рівнянні (4.50). Але, в роботах [49, 100, 214] доведено, що за такої постановки задачі знайти аналітичні розв'язки рівнянь (4.66) та (4.71) неможливо. Проте, показується, що з великим ступенем точності можна прийняти:

$$q_{\lambda \neq 0} \approx q_{\lambda=0} \cdot e^{-\frac{\lambda x}{u}}, \quad (4.72)$$

де $q_{\lambda \neq 0}$, $q_{\lambda=0}$ – функції розподілів концентрації відповідно з та без врахування взаємодії з НПС.

Таким чином, для того, щоб моделі (4.68)–(4.70) враховували взаємодію домішок з НПС, необхідно їх праву частину помножити на вираз $e^{-\frac{\lambda x}{u}}$.

Моделі (4.68)–(4.70) дозволяють знаходити розподіл концентрації як легкої, так і важкої домішки, оскільки вертикальна складова w вектору швидкості вітру, яка входить в рівняння (4.50), представляє собою суму швидкостей гравітаційного осадження домішки w_g та руху середовища у вертикальному напрямку w_z , тобто $w = w_g + w_z$.

Швидкість гравітаційного осадження w_g (см/с) сферичних частинок можна знайти за формулою Стокса [89, 88]:

$$w_g = 1,3 \cdot 10^{-2} \rho_n r_n^2, \quad (4.73)$$

де ρ_n – густина частинок пилю, $[\text{г}/\text{см}^3]$; r_n – радіус частинок пилю, $[\text{мкм}]$.

В разі розповсюдження легкої домішки $w_g = 0$.

При використанні розроблених моделей вісь Ox завжди має бути напрямлена вздовж напрямку вітру, що не завжди буває зручним. При розв'язуванні практичних задач, систему координат розташовують, як правило, таким чином, щоб вісь абсцис була напрямлена в східному напрямку, тобто основна система координат $Oxyz$ є фіксованою. За таких умов напрямок вітру може відрізнитися від напрямку осі Ox і утворювати з нею певний кут α . Для використання моделей за таких умов потрібно здійснювати моделювання в системі координат Ox_1y_1z , де вісь Ox_1 напрямлена вздовж напрямку вітру (рис. 4.2), а потім отримані результати перенести в систему координат $Oxyz$ за допомогою формул переходу:

$$\begin{cases} x_1 = x \cos \alpha + y \sin \alpha, \\ y_1 = -x \sin \alpha + y \cos \alpha. \end{cases} \quad (4.74)$$

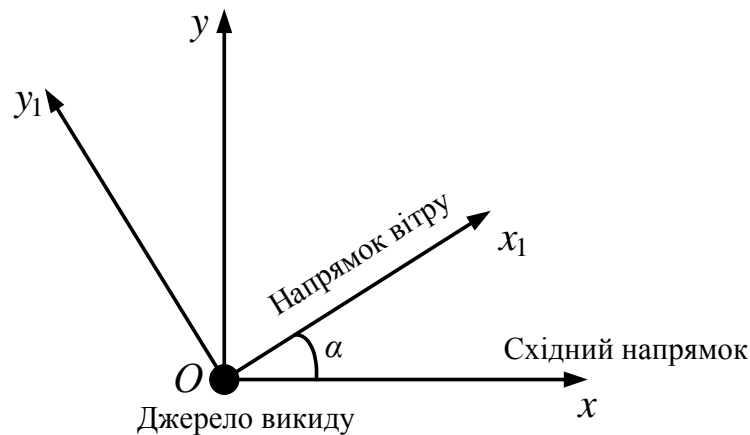


Рисунок 4.2 – Системи координат, які пов'язані з джерелом викиду та напрямком вітру

Отже, для моделювання у фіксованій системі координат з врахуванням довільного напрямку вітру в моделях (4.68)–(4.70) x та y потрібно замінити на x_1 та y_1 відповідно.

Для зручності використання отриманих математичних моделей здійснимо певні їх спрощення. Так, при розв'язуванні практичних задач, як правило, приймається, що вектор напрямку руху повітряних мас має нульову вертикальну

складову, тобто $w_z = 0$. Якщо систему координат, в якій розроблено математичні моделі (4.68)–(4.70), розташуємо так, щоб вісь Ox була напрямлена вздовж горизонтальної складової вектору швидкості вітру, тоді і $v = 0$. При поширенні домішок над поверхнею землі відбувається їх відбиття, тому в цьому випадку в моделях (4.68)–(4.70) $\beta = 0$.

Враховуючи вищесказане, математичні моделі розповсюдження домішок над земною поверхнею будуть мати наступний вигляд [73, 82, 361]:

нестационарні моделі:

для джерела миттєвого викиду:

$$q(t, x, y, z) = \frac{Me}{8\pi\sqrt{\pi K^2 K_z} t^3} \cdot \left(e^{-\frac{(x \cos \alpha + y \sin \alpha - u_{H_{ef}} t)^2 + (-x \sin \alpha + y \cos \alpha)^2}{4Kt}} + e^{-\frac{(z - H_{ef} - w_g t)^2}{4K_z t}} + e^{-\frac{w_g(H_{ef} - z_0)}{K_z} - \frac{(z + H_{ef} - 2z_0 - w_g t)^2}{4K_z t}} \right) + \frac{w_g}{K_z} \cdot \int_0^\infty e^{-\frac{w_g(H_{ef} - z_0)}{K_z} - \frac{(z + H_{ef} - 2z_0 - w_g t + \xi)^2}{4K_z t}} d\xi \cdot e^{-\frac{\lambda(x \cos \alpha + y \sin \alpha)}{u_{H_{ef}}}}; \quad (4.75)$$

для джерела короткочасного викиду тривалістю τ_1 :

$$q(t, x, y, z) = \frac{Me}{8\pi\sqrt{\pi K^2 K_z}} \cdot \int_0^{\tau_1} e^{-\frac{\lambda(x \cos \alpha + y \sin \alpha)}{u_{H_{ef}}}} \cdot \frac{e^{-\frac{(x \cos \alpha + y \sin \alpha - u_{H_{ef}}(t-\tau))^2 + (-x \sin \alpha + y \cos \alpha)^2}{4K(t-\tau)}}}{\sqrt{(t-\tau)^3}} \times \left(e^{-\frac{(z - H_{ef} - w_g(t-\tau))^2}{4K_z(t-\tau)}} + e^{-\frac{w_g(H_{ef} - z_0)}{K_z} - \frac{(z + H_{ef} - 2z_0 - w_g(t-\tau))^2}{4K_z(t-\tau)}} + e^{-\frac{w_g(H_{ef} - z_0)}{K_z} - \frac{(z + H_{ef} - 2z_0 - w_g(t-\tau) + \xi)^2}{4K_z(t-\tau)}} \right) d\xi d\tau; \quad (4.76)$$

стационарна модель:

$$\begin{aligned}
q(x, y, z) = & \frac{Qe^{\frac{u_{H_{ef}}(x \cos \alpha + y \sin \alpha)}{2K} + \frac{w_g(z - H_{ef})}{2K_z}}}{4\pi K \sqrt{K_z}} \times \left(e^{-\frac{1}{2} \sqrt{\frac{x^2 + y^2}{K} + \frac{(z - H_{ef})^2}{K_z}} \cdot \sqrt{\frac{u_{H_{ef}}^2}{K} + \frac{w_g^2}{K_z}}} + \right. \\
& + \frac{e^{-\frac{1}{2} \sqrt{\frac{x^2 + y^2}{K} + \frac{(z + H_{ef} - 2z_0)^2}{K_z}} \cdot \sqrt{\frac{u_{H_{ef}}^2}{K} + \frac{w_g^2}{K_z}}}}{\sqrt{\frac{x^2 + y^2}{K} + \frac{(z + H_{ef} - 2z_0)^2}{K_z}}} + \frac{w_g}{K_z} \cdot \int_0^\infty e^{-\frac{w_g}{2K_z} \xi - \frac{1}{2} \sqrt{\frac{x^2 + y^2}{K} + \frac{(z + H_{ef} - 2z_0 - \xi)^2}{K_z}} \cdot \sqrt{\frac{u_{H_{ef}}^2}{K} + \frac{w_g^2}{K_z}}} d\xi \times \\
& \left. \times e^{-\frac{\lambda(x \cos \alpha + y \sin \alpha)}{u_{H_{ef}}}} \right) \quad (4.77)
\end{aligned}$$

Швидкість вітру на ефективній висоті джерела викидів визначається за формулою:

$$u_{H_{ef}} = u(10) \cdot \frac{H_{ef}^\varepsilon - z_0^\varepsilon}{10^\varepsilon - z_0^\varepsilon}, \quad (4.78)$$

де $u(10)$ – швидкість вітру на висоті 10 м, [м/с]; ε – безрозмірний параметр, який залежить від категорії стійкості атмосфери [100].

Таким чином, математична модель розповсюдження ЗР в АП при ФГС представляє собою набір трьох аналітичних залежностей, що дозволяють визначати розподіл концентрації домішок в просторі та часі відповідно при миттєвому (залповому), короткочасному та неперервному викидах. Отримана модель дозволяє визначити розподіл концентрації речовини, яка є складовою викиду, в залежності від тривалості та потужності викиду, висоти та радіуса гирла джерела, температури викиду, швидкості виходу домішок з джерела, швидкості та напрямку вітру, температурного градієнту з висотою, коефіцієнтів турбулентної дифузії, температури повітря, швидкості осадження домішок, впливу опадів, поглинання підстилаючою поверхнею, хімічної трансформації та часу розповсюдження.

4.4. Математична модель забруднення земної поверхні нафтою при відкритому фонтануванні свердловини

Використання сучасних технологій експлуатації нафтових свердловин і суворе дотримання вимог безпеки не гарантують відсутність НС, пов'язаних з аварійними розливами. Успішну ліквідацію таких НС перешкоджає недостатня розробка ефективних методів оцінки параметрів НС і розрахунку необхідних сил і засобів. Вирішення зазначених проблем можливе на основі застосування математичного моделювання та сучасних інформаційних технологій. Тому актуальними є дослідження, спрямовані на розробку математичних моделей забруднення земної поверхні внаслідок аварійного нафтового фонтанування свердловини з урахуванням геокліматичних особливостей місцевості, а також втрат нафти в залежності від часу локалізації та ліквідації аварійних розливів, а також через випаровування та усмоктування в ґрунт [346, 345, 78].

4.4.1. Підходи до вирішення задач оцінки площі розливу рідини на тверду поверхню

На сьогоднішній день існує багато наукових публікацій, присвячених вирішенню задач оцінки рівня забруднення довкілля внаслідок розливу нафти за різних умов. Так, при вирішенні практичних задач визначення площі розливів легкозаймистих і горючих рідин на горизонтальних твердих поверхнях найчастіше використовують наступні розрахункові методики: тимчасове методичне керівництво з оцінки екологічного ризику діяльності нафтобаз і автозаправних станцій [119], методика донецької випробувальної пожежної лабораторії [321], методика професора А.С. Алексєєва [344], норми пожежної безпеки НПБ 105-03 [235], методика оцінки ступеня ризику експлуатації магістральних нафтопродуктопроводів СО 11-04-АКТНП006-2006 [291], методика визначення розрахункових величин пожежного ризику на виробничих об'єктах [217], формула Менсфілда і Лінелі [344]. Вони основані на емпіричних

залежностях радіусу розливу від часу, обсягу нафтопродукту, що розлився, його в'язкості і характеристик підстилаючої поверхні при допущенні, що форма дзеркала розливу близька до кругової. Недоліками даних методик є те, що вони не враховують особливості витікання нафти з джерела забруднення, її вбирання в ґрунт та випаровування. В роботах [300, 279, 311] здійснено статистичне дослідження результатів визначення площ аварійного розливу нафти (АРН) з використанням вищезазначених методик і показано, що результати обчислень відрізняються від даних експериментів у 6–12 разів.

В роботах [328, 169, 38, 40, 321, 311, 273] шляхом розв'язання відповідних диференціальних рівнянь побудовано математичні моделі розтікання рідини по твердих, ідеально гладких, непроникних поверхнях. Дані моделі мають ті ж самі недоліки, що і вищезазначені методики. Також не здійснено їх верифікацію та не досліджено адекватність, а зроблено лише загальні висновки щодо можливого застосування даних моделей.

Таким чином, вищезазначені методики та моделі не можуть бути використані для ефективного вирішення задач моделювання та прогнозування площі зони забруднення внаслідок ФНС.

Роботи [222, 325, 330, 91, 187, 218, 324, 124] присвячені оцінці площі нафтового забруднення земної поверхні внаслідок аварій на нафтопроводах, особливості витікання нафти з якого суттєво відрізняються від фонтанування зі свердловини. Тому використані в даних роботах математичні засоби не можуть бути застосовані для вирішення задач нафтового забруднення, поставлених у дисертаційному дослідженні.

Роботи [298, 232, 171, 163, 180, 5] присвячені моделюванню розтікання нафтової плями при аварійному розливі на водну поверхню. Особливості розповсюдження нафти у воді суттєво відрізняються від її розтікання по земній поверхні, а тому отримані в даних роботах результати також не можуть бути використані для вирішення задач попередження НС, пов'язаних з ФНС, розташованих на суші.

В роботах [329, 170, 128, 2, 69] представлено результати моделювання

гравітаційного розтікання в'язкої рідини по твердій поверхні внаслідок витікання з резервуарів різної форми через порушення їх цілісності. Отримані математичні моделі також не можуть бути використані для вирішення аналогічних задач нафтового фонтанування, оскільки витікання нафти із фонтануючої свердловини не є гравітаційним, а здійснюється за рахунок різниці тисків у пласті та атмосферного тиску.

В роботах [93, 213, 290, 160, 126, 116] приділено увагу дослідженню розмірів території забруднення ґрунту внаслідок розливу нафти під час дорожньо-транспортних пригод та аварій. Очевидно, що математичний апарат в цих роботах не може бути використаний для описання розливу нафти під час фонтанування свердловини, оскільки фізика процесу витікання в обох випадках різна.

Є ряд робіт [218, 157, 167], які спрямовані лише на визначення економічного збитку НПС в результаті АРН через відмови споруд, об'єктів або лінійної частини магістральних нафтопроводів. В даних роботах не розглядається питання моделювання розтікання нафти внаслідок цих аварійних інцидентів.

Значна увага в наукових роботах приділяється дослідженню інтенсивності випаровування нафти, розлитої на тверду поверхню [238, 24, 61, 45, 323], та її вбирання в ґрунт [195, 97, 193, 227, 58]. Проте автори цих робіт не підіймають питання розробки математичної моделі розтікання нафти по земній поверхні, яка б враховувала всі особливості витікання рідини із свердловини під час фонтанування, та враховувала втрати через випаровування та фільтрацію одночасно.

Також є роботи [75, 127], в яких вирішується задача оцінки впливу на довкілля пожежі нафтопродукту, розлитого на земну поверхню внаслідок аварійної ситуації. В даних роботах основна увага приділяється забрудненню АП, і не приймається до уваги забруднення ґрунту.

Також відомий ряд і інших публікацій [61, 56, 104, 189, 275, 121, 246, 172], в яких розглядаються різні питання аналізу та моделювання НС з АРН, а також підходи до побудови систем підтримки прийняття рішень для їх локалізації і

ліквідації з використанням ГІС [95, 244, 199, 90]. Недоліками зазначених підходів є загальний характер рекомендацій, які не враховують особливості формування і динаміки нафтової плями в залежності від просторових характеристик об'єкту і зони НС, та часу локалізації аварії, а також залежність втрат нафти і рівня екологічного збитку від часу ліквідації наслідків АРН, що впливають на прийняття рішень по організації аварійно-відновлювальних робіт. Використання цих підходів до оцінки площі нафтового забруднення дасть значні похибки, що не дозволяє їх ефективно застосовувати для вирішення задач попередження НС, пов'язаних із аварійним ФНС.

В роботі авторів В.Ш. Шагапова та С.А. Гільманова [327] представлено результати розроблення математичної моделі розтікання рідини по земній поверхні в результаті виливу з джерела постійної потужності. Дана модель, в порівнянні з вищеописаними, є більш повною, оскільки враховує вплив інтенсивності виливу, характеристик рідини (густина, в'язкість), характеру рослинності на прилеглий до джерела території, вбирання рідини в ґрунт та часу, який минув з початку виливу, на динаміку розтікання плями ЗР по земній поверхні. Незважаючи на свої переваги дана модель має ряд значних недоліків, а саме не враховує вплив випаровування рідини на динаміку площі забруднення та вплив рельєфу на форму плями забруднення. Також, в даній роботі автори не приділяють увагу визначенню сумарних втрат нафти за рахунок вбирання в ґрунт і випаровування легких фракцій в атмосферу в залежності від часу прибуття аварійно-відновлювальної бригади, повного усунення фонтанування і збору нафти, що розлилася.

Таким чином, розглянуті математичні підходи та моделі не дозволяють адекватно описати процес витікання нафти в результаті відкритого фонтанування свердловини, що не дає можливості визначити інтенсивність цього процесу. У зв'язку з цим, виникає задача математичного описання руху нафтової суміші по стовбуру свердловини під час виникнення аварійного виливу рідини на земну поверхню. Вирішення даної наукової задачі буде здійснено нижче.

Побудова математичної моделі розтікання нафти по земній поверхні в результаті виливу під час відкритого фонтанування свердловини, яка (модель) враховує всі основні фактори впливу та адекватно описує даний процес, буде здійснена шляхом вдосконалення (усунення недоліків) моделі В.Ш. Шагапова та С.А. Гільманова, як такої, що має найбільші переваги перед існуючими аналогами.

4.4.2. Математична модель нафтового фонтанування свердловини

Математична модель забруднення земної поверхні нафтою при відкритому фонтануванні свердловини складається з двох блоків моделей, один з яких описує витікання нафти з свердловини і дозволяє визначити інтенсивність цього процесу, а другий – розтікання нафти по земній поверхні, що дозволяє визначити площу території забруднення.

Будемо розглядати лише усталене ФНС (довготривалий процес), оскільки воно для довкілля є набагато небезпечнішим ніж залповий викид нафти на земну поверхню (короткочасний процес) [8, 351].

Фізичні особливості руху нафти по свердловині при відкритому фонтануванні аналогічні руху газу за таких же аварійних умов [224, 277]. Тому, математична модель нафтового фонтанування свердловини буде аналогічна тій, яка описана в пп. 4.3.1.

Свердловина представляється як сукупність циліндричних каналів змінного діаметру, зістикованих послідовно торець до торця. Свердловина може мати довільний кут нахилу до вертикалі на різних своїх ділянках. Рух флюїду в такій свердловині описується рівнянням збереження імпульсу в припущенні ізотермічності потоку [78, 105, 280]:

$$\frac{d(\rho U^2)}{dx} + \frac{dP}{dx} = - \frac{\lambda \rho U |U|}{2d(x)} + \rho g \cos \alpha(x), \quad (4.79)$$

де ρ – густина флюїду, [кг/м³]; U – швидкість флюїду, [м/с]; x – відстань від кінцевої точки свердловини, [м]; P – тиск по довжині свердловини, [Па]; $\alpha(x)$ –

кут відхилення свердловини від горизонталі, [град]; λ – коефіцієнт тертя; $d(x)$ – внутрішній діаметр каналу, [м].

Граничними умовами для даного рівняння служать тиски в пласті і навколишньому середовищі (див. формули (4.20) та (4.21)).

На відміну від рівняння (4.20), яке описує втрати тиску в пласті при стаціонарній фільтрації під час газового фонтанування свердловини, це й же процес у випадку фонтанування нафти описуються наступним рівнянням [168, 343]:

$$P_z = P_{nl} - aQ_n - bQ_n^2. \quad (4.80)$$

Всі позначення в даній формулі аналогічні позначенням у формулі (4.20).

Рівняння руху флюїду по свердловині замикається двома співвідношеннями:

- рівнянням стану [19, 168, 198]:

$$P - P_n = C^2(\rho - \rho_n) - C^2\zeta(T_n - T), \quad (4.81)$$

де ρ_n , T_n , P_n – густина [кг/м³], температура [К] та тиск [Па] флюїду за нормальних умов; C – швидкість розповсюдження звуку у флюїді, [м/с]; ζ – коефіцієнт теплового об'ємного розширення, [1/К];

- та співвідношенням Коулбрука-Уайта для визначення тертя [19, 164]:

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \lg \left(\frac{2,51}{\text{Re} \sqrt{\lambda}} + \frac{z_{шор}}{3,71d} \right), \quad (4.82)$$

де $z_{шор}$ – шорсткість внутрішньої стінки труби свердловини, по якій рухається нафта, [м]; Re – число Рейнольдса, яке характеризує режим руху (ламінарний чи турбулентний) флюїду по свердловині і визначається за формулою $\text{Re} = \frac{Ud}{\nu}$, де ν – кінематичний коефіцієнт в'язкості нафти, [м²/с]; d – внутрішній діаметр секції свердловини, що розглядається, [м].

Швидкість розповсюдження звуку у рідкій суміші речовин визначається за формулою [344, 345]:

$$C = \frac{1}{\sqrt{\chi\rho}}, \quad (4.83)$$

де χ – коефіцієнт стисливості рідини, [м²/Н].

Розв'язання рівняння (4.79) здійснюється методом поділу відрізка навпіл [166, 289]. В результаті моделювання на даному етапі отримується величина інтенсивності витікання нафти з свердловини за заданих умов фонтанування. Ця величина є необхідним параметром для моделювання розтікання нафтової плями в результаті даної аварійної ситуації. Це дозволить визначати динаміку поширення нафти по земній поверхні прилеглої території за заданого сценарію розвитку НС, що є необхідною інформацією для ефективного та своєчасного реагування на такі НС з метою мінімізації наслідків відкритого ФНС.

4.4.3. Математична модель розтікання нафти по земній поверхні при відкритому фонтануванні нафтової свердловини

Як зазначалось в п.п. 4.4.1, побудова математичної моделі розтікання нафти по земній поверхні, яка враховує всі основні фактори впливу та адекватно описує даний процес, буде полягати у вдосконаленні (усуненні недоліків) моделі В.Ш. Шагапова та С.А. Гільманова [327], як такої, що має найбільші переваги перед існуючими аналогами.

Для побудови моделі були прийняті наступні припущення: інтенсивність викиду нафти є сталою; розтікання нафти відбувається в основному в безінерційному режимі, коли градієнт напору, який визначається товщиною шару рідини, врівноважується силою гідравлічного тертя об ґрунт з врахуванням наявності рослинності; фільтрація рідини в ґрунт враховується в безнапірному наближенні; рідина в ґрунті тече тільки в вертикальному напрямку з постійною швидкістю, причому сила тяжіння і сила опору ґрунту врівноважені; відсутній теплообмін між рідиною та ґрунтом; рух рідини є ламінарним; розтікання здійснюється по змочуваній поверхні; ґрунт є пористим; розподіл тиску по

глибині рідини є гідростатичним; товщина шару рідини набагато менша за горизонтальні розміри розливу; рідина є нестисненою. Далі частину нафти, що знаходиться на поверхні ґрунту, будемо називати нафтовою плямою (НП).

Для побудови математичної моделі розтікання рідини по земній поверхні внаслідок виливу з точкового джерела постійної потужності з врахуванням впливу рослинності та вбирання в ґрунт в [327] розв'язувалось наступне диференціальне рівняння в частинних похідних з відповідними початковими та граничними умовами:

$$\frac{\partial h}{\partial t} - \frac{gt_v}{r} \cdot \frac{\partial}{\partial r} \left(rh \frac{\partial h}{\partial r} \right) + J = 0 \quad (4.84)$$

або

$$\frac{\partial h}{\partial t} + \frac{1}{r} \cdot \frac{\partial}{\partial r} \left(rh \sqrt{-gr_v} \frac{\partial h}{\partial r} \right) + J = 0; \quad (4.85)$$

$$h = 0 \text{ при } t = 0, r > 0;$$

$$(2\pi rhv) \Big|_{r=r_c} = Q \text{ при } t > 0, r_c \rightarrow 0; \quad (4.86)$$

$$h = 0 \text{ при } t > 0, r \rightarrow \infty,$$

де h – товщина шару рідини (глибина НП), [м]; r – змінна, яка визначає відстань від довільної точки площини (x_r, y_r) до місцязнаходження джерела виливу у заданій декартовій системі координат, [м]; t_v – емпіричний параметр, що залежить від властивостей рослинності (густоти, лінійних розмірів елементів рослинності) і в'язкості рідини; [с]; r_v – емпіричний параметр, який залежить від середнього діаметру стебла рослин та кількості стебел на одиницю площі, [м]; $g = 9,8 \text{ м/с}^2$ – прискорення вільного падіння.

Умова $r_c \rightarrow 0$ означає, що лінійними розмірами джерела викидів нехтується, тобто розглядаються відстані, що значно перевищують ці розміри.

Розв'язання задачі (4.84)–(4.86) здійснювалось шляхом застосування ефективного МПЗСС, суть якого полягає в наступному: вважається, що в будь-який момент часу розподіл товщини шару рідини аналогічний її розподілу в стаціонарному випадку [94, 320]. Іншими словами, за допомогою стаціонарних

рішень будуються сплайни [14, 80, 357] для представлення наближених рішень вихідної задачі. Формули для цих сплайнів можна отримати з рівнянь (4.84) та (4.85), вважаючи, що їх ліві частини рівні нулю ($\partial h / \partial t = 0$). Розв'язки цих рівнянь, що задовольняють окрім умов (4.86) умові $h=0$ при $r=l(t)$, мають вигляд:

$$h = \begin{cases} \frac{1}{\sqrt{gt_v}} \cdot \sqrt{\frac{Q}{\pi} \ln \frac{l(t)}{r} - \frac{J(l^2(t) - r^2)}{2}}, & \text{при } 0 < r \leq l(t); \\ 0, & \text{при } l(t) < r < \infty, \end{cases} \quad (4.87)$$

або

$$h = \begin{cases} \frac{1}{\sqrt[3]{gr_v}} \cdot \sqrt[3]{\left(\frac{3Q^2}{4\pi^2 l(t)r} - \frac{3QJ}{2\pi}\right)(l(t) - r) + \frac{J^2(l^3(t) - r^3)}{4}}, & \text{при } 0 < r \leq l(t); \\ 0, & \text{при } l(t) < r < \infty. \end{cases} \quad (4.88)$$

Невідомий закон поширення переднього фронту НП $l(t)$ визначався на основі розв'язання рівняння загального балансу об'єму рідини, що має вигляд:

$$\frac{d}{dt} \int_0^{l(t)} 2\pi r h dr + \pi l^2(t) J = Q. \quad (4.89)$$

Підставляючи в (4.89) вирази для h з (4.87) або (4.88), отримано наступне диференціальне рівняння для визначення $l(t)$:

$$A \frac{dl(t)}{dt} = B. \quad (4.90)$$

Для коефіцієнтів A і B мають місце вирази:

$$\left\{ \begin{aligned} A &= l(t) \int_0^1 \frac{(-8Q \ln R + 6\pi l^2(t) J (R^2 - 1)) R}{\sqrt{-4Q \ln R + 2\pi l^2(t) J (R^2 - 1)}} dR; \\ B &= \sqrt{\frac{gt_v}{\pi}} (Q - \pi l^2(t) J), \end{aligned} \right. \quad (4.91)$$

де $R = r/l(t)$

або

$$\left\{ \begin{aligned} A &= \sqrt[3]{l^2(t)} \int_0^1 \frac{(10Q^2 - 28\pi Ql^2(t)JR)(1-R) + 6\pi J^2 l^4(t)(1-R^3)R}{\sqrt[3]{((3Q^2 - 6\pi Ql^2(t)J)(1-R) + \pi J^2 l^4(t)(1-R^3))^2}} dR; \\ B &= \frac{Q - \pi l^2(t)J}{\sqrt[3]{4\pi^5 g r_v}}. \end{aligned} \right. \quad (4.92)$$

Для побудови математичної моделі розтікання рідини по земній поверхні у разі відсутності рослинності в роботі В.Ш. Шагапова та С.А. Гільманова [327] розв'язувалось диференціальне рівняння у вигляді:

$$\frac{\partial h}{\partial t} + \frac{1}{r} \cdot \frac{\partial}{\partial r} \left(rh \sqrt{-\frac{gh}{\lambda}} \cdot \frac{\partial h}{\partial r} \right) + J = 0 \quad (4.93)$$

або

$$\frac{\partial h}{\partial t} + \frac{1}{r} \cdot \frac{\partial}{\partial r} \left(rh \sqrt{-\frac{gh^{4/3}}{\sqrt[3]{h_0}}} \cdot \frac{\partial h}{\partial r} \right) + J = 0. \quad (4.94)$$

На основі розв'язання цих рівнянь для глибини НП знайдено вирази:

$$h = \begin{cases} \sqrt[4]{\frac{\lambda}{g} \left(\frac{3Q^2}{\pi^2} \cdot \frac{l(t)-r}{l(t)r} - \frac{2QJ(l(t)-r)}{\pi} + \frac{J^2(l^3(t)-r^3)}{3} \right)}, & \text{при } 0 < r \leq l(t); \\ 0, & \text{при } l(t) < r < \infty, \end{cases} \quad (4.95)$$

або

$$h = \begin{cases} \left(\frac{13\sqrt[3]{h_0}}{36g} \right)^{3/13} \cdot \left(\frac{3Q^2}{\pi^2} \cdot \frac{l(t)-r}{l(t)r} - \frac{6QJ(l(t)-r)}{\pi} + J^2(l^3(t)-r^3) \right)^{3/13}, & \text{при } 0 < r \leq l(t); \\ 0, & \text{при } l(t) < r < \infty. \end{cases} \quad (4.96)$$

Підставляючи в (4.89) вирази (4.95) та (4.96), отримувалось диференціальне рівняння, аналогічне (4.90). Для коефіцієнтів A і B були отримані такі вирази:

$$\left| \begin{aligned}
 A &= \sqrt[4]{l^3(t)} \int_0^1 \frac{(7Q^2 - 18\pi Ql^2(t)JR)(1-R)R^3 + 11\pi^2 J^2 l^4(t)(1-R^3)R^4/3}{2\left((Q^2 - 2\pi Ql^2(t)JR)(1-R)R^3 + \pi^2 J^2 l^4(t)(1-R^3)R^4/3\right)^{3/4}} dR; \\
 B &= (Q - \pi l^2(t)J) \cdot \sqrt[4]{\frac{g}{\lambda \pi^2}},
 \end{aligned} \right. \quad (4.97)$$

або

$$\left| \begin{aligned}
 A &= \sqrt[13]{l^{10}(t)} \int_0^1 \frac{(299Q^2/(6\pi) - 377Ql^2(t)JR/3)b + 455\pi J^2 l^4(t)(1-R^3)R^{13/3}/18}{\left(\left(13Q^2/(12\pi^2) - 13Ql^2(t)JR/(6\pi)\right)b + 13J^2 l^4(t)(1-R^3)R^{13/3}/36\right)^{10/3}} dR; \\
 B &= (Q - \pi l^2(t)J) \cdot \sqrt[13]{\frac{g^3}{h_0 \pi^7}},
 \end{aligned} \right. \quad (4.98)$$

де $b = (1-R)R^3 \cdot \sqrt[3]{R}$.

Також, в роботі [327] на основі аналізу побудованих моделей розтікання рідини встановлено, що зі збільшенням часу форма плями стає стаціонарною з деяким максимальним значенням радіуса l_{max} , який визначається за формулою:

$$l_{max} = \sqrt{\frac{Q}{2\pi J}}. \quad (4.99)$$

Як зазначалось вище, одним з основних недоліків отриманих моделей (4.87)–(4.92) та (4.95)–(4.98) є те, що вони враховують зменшення маси рідини, що розливається з джерела, на земній поверхні лише за рахунок вбирання у ґрунт, і не враховують вплив випаровування легких компонентів рідини на зміну маси рідини. Цей недолік є дійсно суттєвим при вирішенні задач попередження НС при розливах нафти під час відкритого фонтанування свердловини, оскільки, як було зазначено в п.п. 4.1.3, величина нафти, що випаровується, може бути досить значною і для легких нафт при сприятливих синоптичних умовах може досягати до 40 % від початкового об'єму.

Для усунення вищезазначеного недоліку представимо змінну J в наступному вигляді:

$$J = J_{об} + J_{вин}, \quad (4.100)$$

де $J_{об}$, $J_{вин}$ – інтенсивність втрат об'єму розлитої нафти на одиницю площі

поверхні ґрунту за рахунок вбирання у ґрунт та випаровування відповідно, [м/с]. Тобто, в більш загальному випадку J – це загальна інтенсивність втрат об'єму розливої нафти на одиницю площі поверхні ґрунту за рахунок вбирання у ґрунт та випаровування одночасно. Кожний з цих доданків можна визначити наступним чином [293, 344, 357]:

$$J_{вб} = \frac{k_{np}\rho g}{\mu}, \quad J_{вип} = \frac{W_{вип}}{\rho}, \quad (4.101)$$

де k_{np} – коефіцієнт проникності ґрунту, [м²]; ρ – густина нафти, [кг/м³]; μ – коефіцієнт динамічної в'язкості нафти, [Па·с]; W_e – інтенсивність випаровування нафти, [кг/(с·м²)].

Коефіцієнт проникності ґрунту k_{np} залежить тільки від властивостей пористого середовища (але не від властивостей рідини), і визначається, в основному, геометрією порового простору. Так, наприклад, типові значення проникності для піщаників мають порядок 10^{-15} – 10^{-12} м², для ґрунтів – 10^{-13} – 10^{-11} м² [143, 247].

Інтенсивність випаровування визначається за формулою [305]:

$$W_{вип} = 10^{-6} \eta P_n \sqrt{M_n}, \quad (4.102)$$

де M_n – молярна маса парів нафти, [г/моль]; P_n – тиск насичених парів нафти при даній температурі, [кПа]; η – безрозмірний коефіцієнт, що враховує вплив швидкості та температури повітряного потоку на процес випаровування нафти (табл. 4.1) [61, 218].

Таблиця 4.1 – Значення коефіцієнта η

Швидкість повітряного потоку над нафтовою плямою, м/с	Температура повітря, °С				
	< 12	12–17	17–25	25–32	> 32
0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
0–0,15	3,0	2,6	2,4	1,8	1,8
0,15–0,30	4,6	3,8	3,5	2,4	2,3
0,30–0,70	6,6	5,7	5,4	3,6	3,2
> 0,70	10	8,7	7,7	5,6	4,6

Тиск насичених парів нафти може бути визначений за формулою

Антуана [277, 305]:

$$P_n = 10^{\left(A - \frac{B}{T_{нов} + C} \right)}, \quad (4.103)$$

де A, B, C – константи, які визначаються за довідниковими даними в залежності від виду нафтопродукту; $T_{нов}$ – температура повітря над нафтовою плямою, [°C].

Доповнимо вдосконалену математичну модель розтікання нафти по земній поверхні під час аварійного ФНС математичними залежностями для визначення втрат нафти за рахунок вбирання в ґрунт та випаровування, що є важливою інформацією для ефективного попередження таких НС.

4.4.4. Визначення втрат нафти за рахунок вбирання в ґрунт та випаровування

Для розробки ефективних підходів, засобів та планів ліквідації розливів нафти в результаті аварійного ФНС необхідно володіти інформацією стосовно прогнозних розмірів зони забруднення, сумарних втрат нафти на фільтрацію в ґрунт і випаровування легких фракцій в атмосферу в залежності від часу прибуття аварійно-відновлювальної бригади, повного усунення фонтанування і збору нафти, що розлилася.

Враховуючи формулу (4.99) максимальна площа забруднення земної поверхні нафтою внаслідок відкритого ФНС визначається наступним чином:

$$S_{розл} = \pi l_{\max}^2 = \frac{Q}{2J}. \quad (4.104)$$

Обсяг нафти $V_{зр}$, яка проникла в ґрунт, визначається властивостями ґрунту, розмірами плями, часом фільтрації і обчислюється за формулою [91, 344, 357]:

$$V_{зр} = k_n h_{нр} S_{розл}, \quad (4.105)$$

де k_n – нафтоємність ґрунту, [г/кг] (табл. 4.2); $h_{нр}$ – середня глибина просочення нафтою ґрунту, [м]; $S_{розл}$ – площа АРН, [м²].

Таблиця 4.2 – Значення коефіцієнту нафтоємності для різних типів ґрунту [143, 293]

Ґрунт	Нафтоємність ґрунту k_n в залежності від його вологості		
	20 %	40 %	60 %
Ґравій	0,24	0,18	0,12
Пісок	0,20	0,15	0,10
Торф	0,40	0,30	0,20
Супісок	0,28	0,21	0,14
Суглинок	0,38	0,28	0,18
Ґлина	0,16	0,12	0,08

Глибина просочення h_{np} знаходиться за формулою [47, 353]:

$$h_{np} = \frac{W_{\phi} t}{m}, \quad (4.106)$$

де W_{ϕ} – швидкість фільтрації, [м/с]; m – пористість ґрунту прилеглої до свердловини території; t – час фільтрації, [с]. Тут час фільтрації дорівнює загальному часу локалізації та ліквідації АРН.

Значення пористості лежать в інтервалі (0, 1). Пористість ґрунтів лежить в діапазоні 0,3–0,7, річкового піску – 0,3–0,55, нафтогазоносних пластів, що зустрічаються на практиці, – 0,1–0,2 [143, 200].

Для оцінки величини швидкості фільтрації скористаємося лінійною залежністю Дарсі [171, 330]:

$$W_{\phi} = \beta k_{\phi}, \quad (4.107)$$

де k_{ϕ} – коефіцієнт фільтрації, [м/с].

У даній формулі величина $\beta = h/D$ представляє собою відношення висоти шару нафти на поверхні ґрунту h до товщі ґрунту, що розглядається, в напрямку фільтрації D (в практичних розрахунках приймається $D = 0,4$ м [293]). Коефіцієнт фільтрації k_{ϕ} , який залежить як від властивостей пористого середовища, так і від властивостей рідини, має вигляд [247]:

$$k_{\phi} = k_{np} \cdot \frac{\rho g}{\mu}, \quad (4.108)$$

де k_{np} – коефіцієнт проникності ґрунту, [м²]; ρ – густина нафти, [кг/м³].

З урахуванням вищезазначеного вираз (4.107) набуде вигляду:

$$W_{\phi} = \beta k_{\phi} = \frac{k_{np} \rho g h}{\mu D},$$

а об'єм нафти, що проник в ґрунт, оцінюється як

$$V_z = \frac{k_n k_{np} \rho g h}{\mu D m} S_{розл} t. \quad (4.109)$$

Проте, для різних ділянок плями розливу час фільтрації різний і визначається загальним часом розтікання t і часом досягнення і покриття t_{doc} нафтовим потоком даної ділянки

$$t_{\phi} = t - t_{doc}. \quad (4.110)$$

Для визначення величини t_{doc} розіб'ємо нафтову пляму на елементарні площадки S_i – кільця, які відповідають дискретним моментам часу Δt [78, 324, 353, 357]. Отриманий результат представлено на рис. 4.3.

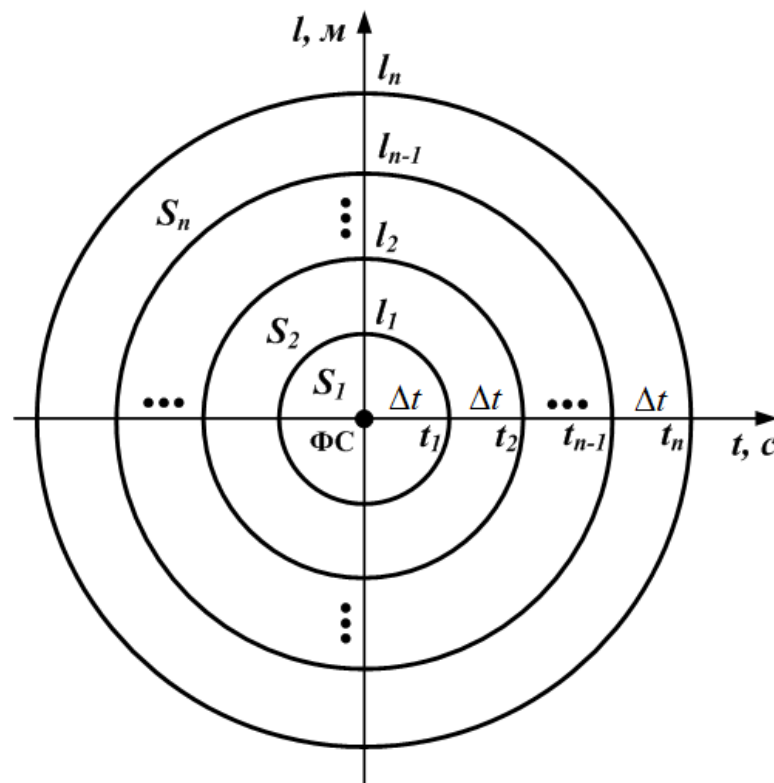


Рисунок 4.3 – Розбиття НП на елементарні площадки.

ФС – фонтануюча свердловина

В цьому випадку час фільтрації $t_{\phi,i}$ для i -ої елементарної площадки буде

визначатися за формулою:

$$t_{\phi,i} = t - i\Delta t. \quad (4.111)$$

Площа $S_{розл,i}$ i -ої елементарної площадки визначається за формулою:

$$S_{розл,i} = \pi l_i^2 - \pi l_{i-1}^2 = \pi(l_i^2 - l_{i-1}^2). \quad (4.112)$$

Товщина шару нафти h_i на поверхні ґрунту на кожній із ділянок, що розглядається, у випадку наявності рослинності визначається за формулою (4.87) або (4.88), у випадку відсутності рослинності на даній ділянці – (4.95) або (4.96).

Враховуючи вищесказане об'єм нафти V_i , що проникли в ґрунт на кожній з елементарних майданчиків буде визначатися наступним чином:

$$V_{zp,i} = \frac{\pi k_n k_{np} \rho g h_i}{\mu D m} (l_i^2 - l_{i-1}^2) (t - i\Delta t). \quad (4.113)$$

Тоді оцінка загального об'єму нафти V_{zp} , яка проникла в ґрунт, має вигляд:

$$V_{zp} = \sum_{i=1}^n V_{zp,i} = \frac{k_n k_{np} \rho g}{\mu D m} \sum_{i=1}^n h_i (l_i^2 - l_{i-1}^2) (t - i\Delta t). \quad (4.114)$$

Визначення втрат нафти на випаровування. Об'єм $V_{вун}$ легких фракцій нафти, що випарувалися в атмосферу, може бути знайдений за формулою [118]:

$$V_{вун} = \frac{1}{\rho} W_{вун} S_{розл} t, \quad (4.115)$$

де t – час випаровування, [с]. Тут час випаровування дорівнює загальному часу локалізації та ліквідації АРН.

Інтенсивність випаровування визначається за формулою (4.102). Тоді, з урахуванням (4.102), вираз (4.115) прийме вигляд [231, 353]:

$$V_{вун} = 10^{-6} \frac{\eta P_n \sqrt{M_n}}{\rho} S_{розл} t. \quad (4.116)$$

Проте, для різних ділянок плями розливу час випаровування різних і визначається загальним часом розтікання і часом досягнення і покриття нафтовим потоком даної ділянки. Аналогічно, як це було зроблено для випадку проникнення нафти у ґрунт, запишемо загальний об'єм нафти, що випарувалась за час аварії:

$$V_{\text{вин}} = \sum_{i=1}^n V_{\text{в.}i} = 10^{-6} \frac{\eta P_n \sqrt{M_n}}{\rho} \sum_{i=1}^n (l_i^2 - l_{i-1}^2) (t - i\Delta t), \quad (4.117)$$

де $V_{\text{в.}i}$ – об'єм нафти, що випарувалася з i -ої елементарної площадки.

Одночасно з усуненням фонтанування і локалізацією розливу здійснюється збір нафти з ґрунту, що зменшує її втрати. Ефективність цього процесу характеризується коефіцієнтом збору нафти [78, 324, 353]:

$$K_{\text{зб}} = \frac{V - V_{\text{втр}}}{V}, \quad (4.118)$$

де $V_{\text{втр}}$ – загальний об'єм втрат нафти, [м³].

Ввібрана в ґрунт та випарувана нафта є безповоротно втраченою, тому верхньою оцінкою $K_{\text{зб}}$ є величина

$$K_{\text{зб}}^* = \frac{V - (V_{\text{зр}} + V_{\text{вин}})}{V} \quad (4.119)$$

з врахуванням того, що вся нафта, що залишилась на земній поверхні, буде зібрана.

Величина $K_{\text{зб}}^*$ залежить від в'язкості та температури нафти, властивостей ґрунту, а також швидкості вітру і температури навколишнього середовища, і коливається від 0,1 до 0,8. Тоді загальні втрати нафти при аварії можна визначити за формулою:

$$V_{\text{втр}} = V(1 - K_{\text{зб}}^*). \quad (4.120)$$

Вдосконалена математична модель описує радіальне розтікання нафти по земній поверхні в результаті аварійного фонтанування свердловини без врахування рельєфу, який є основним фактором у формуванні форми дзеркала нафтового розливу. Для врахування впливу рельєфу у даному процесі скористаємось міркуваннями, викладеними у [78, 316, 357,]. Для необмежених територій з ухилом рельєфу місцевості до 1 % зоною забруднення буде круг з радіусом l_{max} і площею, відповідно, πl_{max}^2 . Для необмежених територій з ухилом рельєфу від 1 % до 3 % зоною забруднення буде еліпс з площею πl_{max}^2 , у якого відношення довжини великої півосі a до малої півосі b буде в межах 1,5–3,5.

Місце фонтанування свердловини розташоване в одному з фокусів еліпса, а вектор потоку рідини спрямований в бік ухилу місцевості по великій осі. Для необмежених територій з ухилом більше 3 % зона забруднення буде мати форму витягнутого еліпса з відношенням осей в межах 3,5–5. Для територій обмежених природними або штучними бічними перешкодами для розтікання рідини (при $a/b > 5$), мала піввісь еліпса визначається реальною відстанню між даними перешкодами. При цьому велика піввісь еліпса розраховується за величиною малої півосі і величиною очікуваної площі розливу нафти з урахуванням інтенсивності та тривалості фонтанування, в'язкості та температури нафти, а також умов розтікання і структури підстилюючої поверхні.

Висновки по розділу 4

1. Некероване витікання пластових флюїдів через гирло свердловини (відкрите фонтанування) відбувається в результаті відсутності, негерметичності, руйнування запірною обладнання або внаслідок грифоутворення. Фонтанування нафтових і газових свердловин найчастіше відбувається на етапі спорудженні свердловин, зокрема розвідувального буріння на нових відкритих родовищах нафти, коли запас пластової енергії великий і тиску на вибоях нафтових і газових свердловин достатньо для подолання гідростатичного тиску стовпа рідини в свердловині, протитиску на гирлі і тиску, що витрачається на подолання тертя руху рідини, а також на виведених з експлуатації закинутих свердловинах, де відбувся приплив флюїду і наявна розгерметизація. Фонтанування може відбуватися під впливом: гідростатичного напору; енергії газу, що розширюється; або того й іншого разом.

2. Основними факторами, які визначають масові витрати (інтенсивність) компонентів флюїду (газової суміші, нафти) при відкритому фонтануванні свердловини є: параметри свердловини (кількість, довжина, zenітний кут, зовнішній та внутрішній діаметр кільцевого перерізу секцій; форма та площа вихідного перерізу гирла свердловини; коефіцієнти гідравлічного та фільтраційного опору; шорсткість внутрішньої стінки труби); пластові характеристики в районі розташування свердловини (проникність, пористість та ефективна товщина пласту; тиск); характеристики флюїду (тиск, температура та густина за нормальних умов; масовий відсотковий вміст компонентів; молярна маса; показник адіабати; коефіцієнт стисливості; критичний тиск та критична температура; в'язкість); гідродинамічні характеристики (розподіл тиску, температури, густини та швидкості руху флюїду вздовж свердловини); атмосферний тиск; місцева швидкість звуку на гирлі свердловини в початковий момент фонтанування.

У випадку підпалення фонтану газової суміші визначальними факторами впливу на потужність викидів відповідних забруднюючих речовин в атмосферне

повітря є: 1) для метану, оксиду вуглецю, оксидів азоту (в перерахунку на діоксид азоту) та сажі: інтенсивність (масові витрати) фонтанування, питомі викиди шкідливих речовин на одиницю маси флюїду, що спалюється; 2) для діоксиду вуглецю: інтенсивність (масові витрати) фонтанування, масовий вміст C та CO₂ в спалювальній суміші; повнота згорання вуглеводневої суміші та природного газу; потужність викиду CO, CH₄ та сажі; 3) для діоксиду сірки, сірководню та меркаптанів (для вуглеводневих сумішей сірчистих газових та газоконденсатних родовищ): інтенсивність (масові витрати) фонтанування; масовий вміст H₂S, RSH та S в спалювальній суміші; повнота згорання вуглеводневої суміші та природного газу.

Основними факторами, які визначають розподіл концентрації забруднюючих речовин в атмосферному повітрі та часі в результаті відкритого фонтанування газової свердловини є: параметри джерела викиду (висота, радіус гирла); параметри викиду (тривалість, потужність, швидкість виходу домішок з свердловини); параметри компонентів суміші речовин (густина, температура, стехіометрична кількість повітря для спалювання 1 м³ газової суміші (у разі палаючого фонтанування); коефіцієнти вимивання опадами, поглинання підстилаючою поверхнею, хімічної взаємодії з іншими домішками; швидкість осадження (для важких домішок)); метеорологічні характеристики (швидкість та напрямок вітру, температурний градієнт з висотою, коефіцієнти турбулентної дифузії, температура повітря); шорсткість підстилаючої поверхні; час, який минув з початку фонтанування.

Основними факторами, які визначають розподіл нафтового забруднення на земній поверхні та в часі в результаті відкритого фонтанування нафтової свердловини є: параметри виливу нафти (тривалість та потужність); характеристики прилеглої до свердловини території: параметри ґрунту (проникність, нафтоємність, шорсткість, пористість, вологість, гранулометричний склад, структура), параметри рослинності (лінійні розміри елементів рослинності, кількість стеблів на одиницю площі), ухил рельєфу; характеристики нафти (густина, в'язкість, молярна маса парів, тиск насичених

парів); метеорологічні характеристики (швидкість та температура повітряного потоку); час, який минув з початку фонтанування.

3. Розроблено математичні моделі витікання флюїду (суміші газів, нафти) з свердловини у вигляді диференціальних рівнянь з відповідними початковими та граничними умовами. Дані моделі враховують основні фактори, параметри яких описано вище, що впливають на інтенсивність витікання флюїду при аварійному фонтануванні свердловини.

4. Розроблено математичну модель розсіювання забруднюючих домішок в атмосферному повітрі, яка на відміну від існуючих, враховує всі основні фактори впливу на даний процес. Представлена модель дозволяє визначати розподіл концентрації в просторі та часі за стаціонарних та нестаціонарних умов викиду та різних метеорологічних сценаріїв. Це дасть можливість ефективно розв'язувати задачі моніторингу атмосферного повітря на територіях розміщення газових свердловин та превентивного прогнозу надзвичайних ситуацій, пов'язаних з аварійним фонтануванням.

5. Вдосконалено математичну модель розтікання нафти по земній поверхні при фонтануванні нафтової свердловини, яка на відміну від існуючих, враховує основні фактори впливу на даний процес. Запропонована модель дозволяє визначати динаміку радіусу та товщини нафтової плями, її форму, а також кількість нафти, що випарувалась та увібралась в ґрунт в залежності від часу прибуття аварійно-відновлювальної бригади, повного усунення фонтанування і збору нафти, що розлилася. Це дасть можливість ефективно розв'язувати задачі превентивного прогнозу надзвичайних ситуацій, пов'язаних з аварійним фонтануванням нафтових свердловин.

РОЗДІЛ 5

РОЗРОБЛЕННЯ ЗАСОБІВ МОДЕЛЮВАННЯ ЗАБРУДНЕННЯ ДОВКІЛЛЯ ПРИ ВІДКРИТОМУ ФОНТАНУВАННІ ГАЗОВИХ ТА НАФТОВИХ СВЕРДЛОВИН

В даному розділі виконано перевірку адекватності розроблених математичних моделей забруднення АП та земної поверхні в результаті відкритого фонтанування відповідно газової та нафтової свердловин. Для цього описано спеціально розроблений програмно-моделюючий комплекс (ПМК) та методику проведення модельних експериментів з його використанням. Проаналізовано хронологію і результати моделювання, та виконано їх обробку.

5.1. Програмно-моделюючий комплекс вирішення задач попередження надзвичайних ситуацій, пов'язаних із забрудненням довкілля при відкритому фонтануванні газових та нафтових свердловин

Для перевірки адекватності математичних моделей забруднення АП та земної поверхні в результаті аварійного фонтанування відповідно газової та нафтової свердловин розроблено спеціальний ПМК, який представляє собою програмні засоби, що реалізують розроблені моделі. ПМК побудовано на основі принципів ГІС та екологічного картографування. Комплекс включає науково-методичне і програмно-інформаційне забезпечення задач моніторингу, контролю та управління станом НПС на територіях розміщення НГС України. Він орієнтований на підтримку прийняття рішень щодо попередження НС техногенного характеру, пов'язаних із забрудненням НПС на територіях розміщення свердловин.

Структурна схема ПМК представлена на рис. 5.1. Вона складається із підсистеми управління базами даних і знань (БДіЗ), математичного забезпечення, підсистеми візуалізації результатів та підсистеми підтримки прийняття рішень [31, 85, 84, 250, 358].

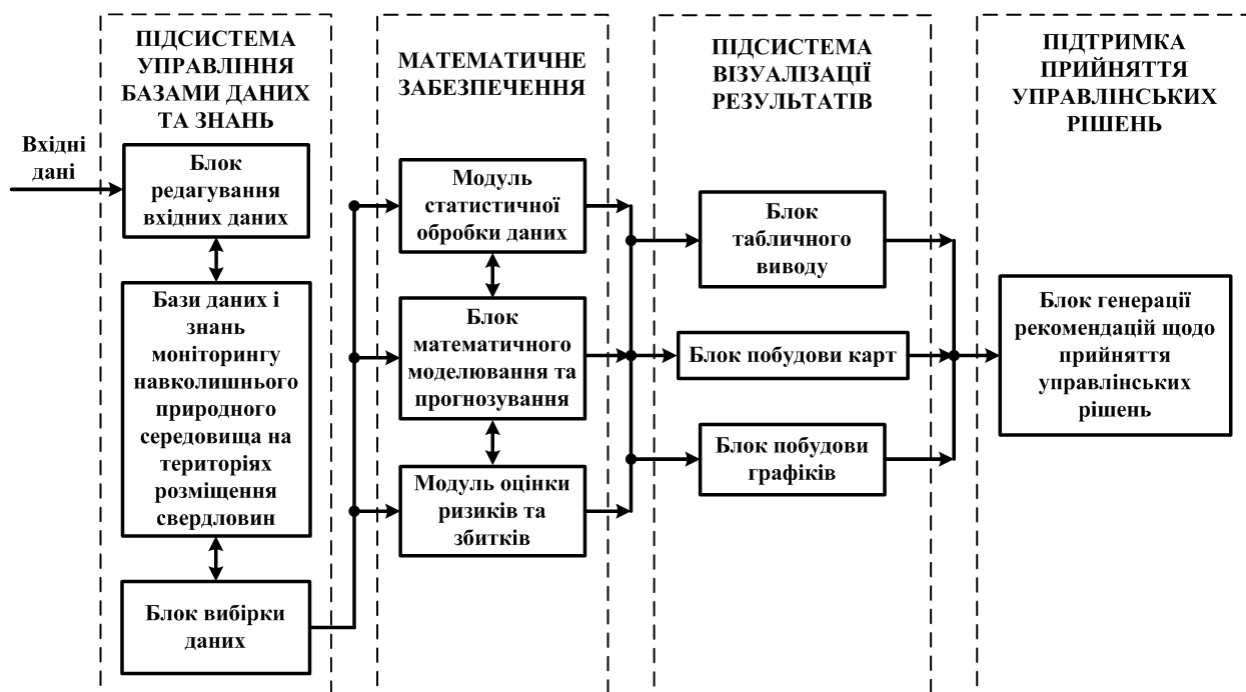


Рисунок 5.1 – Структурна схема ПМК

Розглянемо більш детально склад кожної структурної підсистеми ПМК.

До складу підсистеми управління БДіЗ входять: блок введення даних, збереження та редагування вхідних даних; БДіЗ моніторингу НПС на територіях розміщення свердловин; блок вибірки даних.

Редагування вхідних даних полягає у перевірці коректності вхідних даних та заповнення пропусків. Блок формування вибірки формує вибірку даних відповідно до запиту, в якому формалізовано низку умов, що висуваються до цієї вибірки.

До складу ПМК входять БДіЗ, в яких накопичується, зберігається та систематизується різного роду необхідна інформація, що стосується моніторингу НПС на територіях розміщення НГС України. Оскільки обсяг цих даних досить значний, то для проведення швидких маніпуляцій з ними використовується сучасна реляційна підсистема управління БДіЗ.

Вся інформація, яка використовується в розробленій БДіЗ розподіляється на: оперативну - регулярно оновлюється з багатьох джерел; аналітичну - оновлюється рідко, часто відпрацьовуються складні запити, що можуть охоплювати всі таблиці баз; довідкову - оновлюється рідко,

централізовано, запити досить часті, охоплюють незначну частину даних. Перелік інформаційних масивів розроблених БДіЗ показано на рис. 5.2 [31, 82, 85, 84, 250, 358].



Рисунок 5.2 – Перелік інформаційних масивів БДіЗ ПМК

Основними інформаційними масивами розроблених БДіЗ є:

– інформація про свердловини, на території яких проводяться спостереження за станом НПС: код, назва та номер; код та назва категорії; флюїд, який добувається; режим експлуатації; географічні координати; топографічний опис; назва, код та номер паспорту родовища, до якого відноситься свердловина; етап життєвого циклу; кількість та довжина секцій; зовнішній та внутрішній діаметр кільцевого перерізу секцій; зенітний кут секцій; форма та розміри вихідного перерізу гирла свердловини; коефіцієнти гідравлічного та фільтраційного опору свердловини; шорсткість внутрішньої стінки труби; перелік допоміжних техногенних об'єктів на території розміщення свердловин, які здійснюють викиди хімічних ЗР в АП; розмір санітарно-захисної зони (СЗЗ); інша інформація про свердловини, така як дані про спеціальний дозвіл, відомості про власника, вартість, результати випробування свердловини, склад обладнання на свердловині, дані про геофізичні дослідження, екологічні параметри в районі

розташування свердловини, стан експлуатації та інші довідкові дані відображені у паспортах свердловин, які збережені в БДіЗ у pdf форматі;

– характеристики газу та нафти, що видобуваються: газові – тиск, температура та густина в свердловині та за нормальних умов; відсотковий вміст, густина, молярна маса, критичний тиск та критична температура компонентів в суміші; в'язкість; нафтові – густина, в'язкість, молярна маса парів, тиск насичених парів, швидкість розповсюдження звуку у флюїді, коефіцієнт теплового об'ємного розширення;

– характеристики пластів, з яких видобуваються флюїди: проникність; пористість; ефективна товщина; пластовий тиск; коефіцієнт стисливості флюїду; в'язкість флюїду в пластових умовах;

– інформація про джерела викидів хімічних ЗР на території розміщення свердловин: номер; назва, географічні координати; кількість труб; висота та діаметр труб;

– інформація про викиди допоміжних техногенних об'єктів на території розміщення свердловин: номер об'єкта; назва; номер труби; режим викидів; тривалість викиду; перелік речовин, які викидаються; потужність викидів; температура викидів; швидкість виходу ЗР з гирла труби;

– інформація про ЗР, за якими здійснюється оцінка стану НПС в СЗЗ свердловин та за їх межами: номер; назва; одиниці вимірювання; гранично допустима концентрація максимально разова ($ГДК_{\text{мр}}$); гранично допустима концентрація середньодобова ($ГДК_{\text{сд}}$); у випадку відсутності $ГДК_{\text{мр}}$ та $ГДК_{\text{сд}}$ – орієнтовний безпечний рівень впливу (ОБРВ); клас небезпеки; коефіцієнти неконсервативності у повітрі;

– інформація про місця відбору проб повітря, води та ґрунту: номер, назва, географічні координати;

– інформація про проведений моніторинг: номер запису; номер/назва місця відбору проб або місця вимірювання концентрації; географічні координати місця відбору проб або місця вимірювання концентрації; час і дата; назва ЗР; виміряна концентрація ЗР; середнє та максимальне перевищення $ГДК_{\text{мр}}$ та $ГДК_{\text{сд}}$ або

ОБРВ;

- набір електронних карт різного змісту: номер; зображення; назва; географічні координати;

- метеорологічні дані: напрямок та швидкість вітру; температура повітря; атмосферний тиск; вологість; градієнт температури з висотою; вид та кількість опадів;

- характеристики ґрунтів та рельєфу прилеглих до свердловин територій: параметри ґрунту – проникність, нафтоємність, шорсткість, пористість, гранулометричний склад, структура; ухил та розчленованість рельєфу; типи ландшафту;

- характеристики територій в межах потенційного впливу свердловин: щільність населення; характеристики забудови;

- нормативно-довідкова інформація: нормативні та законодавчі акти з питань екологічного моніторингу НПС в зонах впливу НГС; стандарти; методики; інструкції щодо поведінки персоналу під час аварійних ситуацій та НС природного та техногенного характеру;

- результати моделювання, прогнозування, визначення ризиків та збитків;

- інформація про інші показники спостереження: енергетичні, медичні, соціальні тощо, які корелюють з екологічними;

- інша допоміжна інформація: перелік місяців року, кварталів, півріч.

Створена БДІЗ є універсальною щодо території, періоду моніторингу, ЗР та збереження додаткових неекологічних даних, які корелюють з екологічними. В ній міститься вищеперерахована інформація по НГС України, яку отримано із доступних джерел інформації та в наслідок спілкування і консультацій з спеціалістами бурових та нафтогазовидобувних підприємств, а також з фахівцями із служб протифонтанної безпеки [359, 358].

Для взаємодії користувача з БДІЗ у ПМК розроблено спеціальний графічний інтерфейс, який забезпечує пошук в таблицях даних, обробку та аналіз статистичної інформації, представлення результатів аналізу у вигляді тематичних карт з виділенням небезпечних територій. Інтерфейс задовольняє вимогам адаптованості, достатності, дружності та гнучкості.

Результати аналізу інформації також зберігаються в БДІЗ, оскільки вони можуть бути корисними для наступних етапів аналізу. Тому одержані результати впорядковуються у формі таблиць, що містять узагальнені чисельні характеристики (наприклад, індекси забруднення або рівні ризику), які також можна представити в графічному вигляді.

Блок статистичної обробки даних дає можливість обчислити основні статистичні характеристики вибірок, а саме: кількість записів, сума, мінімальне значення, максимальне значення, середнє значення, дисперсія, середнє квадратичне відхилення, розмах варіації, коефіцієнт варіації квадратичний, коефіцієнт варіації лінійний, середнє лінійне відхилення, модальне значення (мода), медіанне значення (медіана), асиметрія, ексцес, коефіцієнт кореляції, коефіцієнт детермінації, рівняння регресії. Статистичні показники дозволяють більш якісніше та ґрунтовніше оцінити стан НПС в зонах впливу НГС [82, 347].

До складу блоку математичного моделювання та прогнозування входять розроблені математичні моделі руху флюїду по свердловині під час відкритого фонтанування та його розповсюдження в НПС. Також для визначення потужності викидів відповідних ЗР в АП при спалюванні газового фонтану в даному блоці запрограмовано математичний апарат методичних рекомендацій [219] (див. п.п. 4.4). Використання даного блоку дає можливість визначити обсяги газових викидів, їх параметри та склад, а також динаміку розподілу концентрацій ЗР в АП у разі палаючого та непалаючого ФГС; інтенсивність витікання нафти з свердловини та динаміку розмірів НП у разі аварійного ФНС за різних гідромеханічних умов в пласті та свердловині, параметрів свердловини та флюїду, параметрів викидів (випливу), параметрів взаємодії домішок з НПС, характеристик ґрунту та рельєфу прилеглої до свердловини території, та метеорологічних умов. Також використання даного блоку ПМК дозволяє здійснити прогнозування рівня та розподілу забруднення відповідних компонентів довкілля при зміні інтенсивності зазначених факторів [72, 73, 347, 361].

Функціонування модулю оцінки екологічних ризиків та збитків базується на використанні, по-перше, різних математичних моделей оцінки ризику для

здоров'я населення від забруднення АП, описаних в затверджених методичних рекомендаціях [223] та роботах [55, 78, 82, 251, 253, 355], по-друге, математичних засобів оцінки екологічного та економічного збитку від такого забруднення [54, 72].

Модуль візуалізації дозволяє представляти результати статистичного аналізу у вигляді графіків, діаграм, математичного моделювання та прогнозування у вигляді тематичних екологічних карт розподілу забруднення та карт ризиків і збитків. Таке представлення інформації дозволяє приймати більш ефективні необхідні рішення щодо управління станом НПС в зонах впливу НГС України за штатних та аварійних режимів роботи НГС, а також для попередження НС природного та техногенного характеру на даних територіях. Також в розробленому ПМК передбачено завантаження різноманітних карт, які збережені у графічному форматі [78, 82, 346].

Останньою складовою ПМК є блок генерації рекомендацій щодо прийняття управлінських рішень для забезпечення безпечного стану НПС в зонах впливу НГС України та мінімізації ризику для населення, що проживає на території техногенного навантаження від функціонування досліджуваних потенційно-небезпечних об'єктів. Його робота базується на використанні затверджених інструкцій, регламентів, методик, рекомендацій та інших документів, в яких описано дії керівного складу, персоналу НГС та аварійної служби у випадку НС природного або техногенного характеру, пов'язаної із хімічним забрудненням НПС [65, 78, 337, 340, 345, 362,].

На рис. 5.3 та 5.4 показано приклади двох вкладок з вкладки «Охорона атмосферного повітря», яка входить у вкладку «Бази даних».

Таким чином, програмно-моделюючий комплекс представляє собою програмні засоби, що реалізують розроблені математичні моделі забруднення АП та земної поверхні в результаті відкритого фонтанування газових та нафтових свердловин відповідно.

MECOGWF - Modeling of environmental contamination from oil and gas wells fountains

Файл Карта Допомога

Моделювання та прогнозування Бази даних Статистичний аналіз

Охорона атмосферного повітря Охорона ґрунтів Охорона поверхневих вод Метеорологічні спостереження Паспорти свердловин

Дані контролю викидів ЗР Дані моніторингу Дані щодо джерел утворення та викидів ЗР Нормативно-правова документація

№ пп	Дата	Свердловина	Етап ЖЦ	Джерело викиду	Н, м	D, м	V, м/с	T викиду, С	Назва ЗР	Потужність викиду, г/с
17	04.01.2017	Бабченська №7	Видобуток	Дизель-електростанція ЯМ3-200 (викидна труба)	8	0,2	33	124	Оксид азоту	0,1254
18	04.01.2017	Бабченська №7	Видобуток	Дизель-електростанція ЯМ3-200 (викидна труба)	8	0,2	33	124	Діоксид азоту	0,00959
19	04.01.2017	Бабченська №7	Видобуток	Дизель-електростанція ЯМ3-200 (викидна труба)	8	0,2	33	124	Ангідрид сірчистий	0,02422
20	04.01.2017	Бабченська №7	Видобуток	Дизель-електростанція ЯМ3-200 (викидна труба)	8	0,2	33	124	Метан	0
21	04.01.2017	Бабченська №7	Видобуток	Дизель-електростанція ЯМ3-200 (викидна труба)	8	0,2	33	124	Бенз(а)пірен	1,28E-07
22	04.01.2017	Бабченська №7	Видобуток	Дизель-електростанція ЯМ3-200 (викидна труба)	8	0,2	33	124	Оксид вуглецю	0,12370
23	04.01.2017	Бабченська №7	Видобуток	Дизель-електростанція ЯМ3-200 (викидна труба)	8	0,2	33	124	Тверді частинки	0,01305
24	04.01.2017	Бабченська №7	Видобуток	Дизель-електростанція ЯМ3-200 (викидна труба)	8	0,2	33	124	Суміш насичених вуг	0
25	04.01.2017	Бабченська №7	Видобуток	Дизель-електростанція ЯМ3-200 (викидна труба)	8	0,2	33	124	Діоксид вуглецю	0
26	19.02.2017	Долинська № 104	Видобуток	Дизель-електростанція Ч1Д6 (викидна труба)	7	0,1	27	119	Оксид азоту	0,12361
27	19.02.2017	Долинська № 104	Видобуток	Дизель-електростанція Ч1Д6 (викидна труба)	7	0,1	27	119	Діоксид азоту	0,01089
28	19.02.2017	Долинська № 104	Видобуток	Дизель-електростанція Ч1Д6 (викидна труба)	7	0,1	27	119	Ангідрид сірчистий	0,02199
29	19.02.2017	Долинська № 104	Видобуток	Дизель-електростанція Ч1Д6 (викидна труба)	7	0,1	27	119	Метан	0
30	19.02.2017	Долинська № 104	Видобуток	Дизель-електростанція Ч1Д6 (викидна труба)	7	0,1	27	119	Бенз(а)пірен	1,30E-07
31	19.02.2017	Долинська № 104	Видобуток	Дизель-електростанція Ч1Д6 (викидна труба)	7	0,1	27	119	Оксид вуглецю	0,12376
32	19.02.2017	Долинська № 104	Видобуток	Дизель-електростанція Ч1Д6 (викидна труба)	7	0,1	27	119	Тверді частинки	0,01286
33	19.02.2017	Долинська № 104	Видобуток	Дизель-електростанція Ч1Д6 (викидна труба)	7	0,1	27	119	Суміш насичених вуг	0
34	19.02.2017	Долинська № 104	Видобуток	Дизель-електростанція Ч1Д6 (викидна труба)	7	0,1	27	119	Діоксид вуглецю	0
35	20.02.2017	Долинська № 106	Видобуток	Дизельний двигун WOLA-H (викидна труба)	5	0,2	30	125	Оксид азоту	0,1355
36	20.02.2017	Долинська № 106	Видобуток	Дизельний двигун WOLA-H (викидна труба)	5	0,2	30	125	Діоксид азоту	0,01093

<- Назад Далі -> OK

Рисунок 5.3 – Вкладка «Дані контролю викидів забруднюючих речовин»

MECOGWF - Modeling of environmental contamination from oil and gas wells fountains

Файл Карта Допомога

Моделювання та прогнозування Бази даних Статистичний аналіз

Охорона атмосферного повітря Охорона ґрунтів Охорона поверхневих вод Метеорологічні спостереження Паспорти свердловин

Дані контролю викидів ЗР Дані моніторингу Дані щодо джерел утворення та викидів ЗР Нормативно-правова документація

№ пп	Дата	Свердловина	Місце відбору	T пов, С	Вологість, %	P атм., кПа	Шв. вітру, м/с	Напрямок вітру	Назва ЗР	Концентрація, мг/м3
25	07.06.2017	Комарівська №6	300 м, півднірна сторона	25	80	98,4	3,2	Пд.-Сх.	Метан	4,759
26	07.06.2017	Комарівська №6	300 м, півднірна сторона	25	80	98,4	3,2	Пд.-Сх.	Етан	0,976
27	07.06.2017	Комарівська №6	300 м, півднірна сторона	25	80	98,4	3,2	Пд.-Сх.	Пропан	0,569
28	07.06.2017	Комарівська №6	300 м, півднірна сторона	25	80	98,4	3,2	Пд.-Сх.	Бутан	0,313
29	07.06.2017	Комарівська №6	300 м, півднірна сторона	25	80	98,4	3,2	Пд.-Сх.	Пентан	0,220
30	07.06.2017	Комарівська №6	300 м, півднірна сторона	25	80	98,4	3,2	Пд.-Сх.	Гексан	0,145
31	07.06.2017	Комарівська №6	300 м, півднірна сторона	25	80	98,4	3,2	Пд.-Сх.	Діоксид азоту	0,090
32	07.06.2017	Комарівська №6	300 м, півднірна сторона	25	80	98,4	3,2	Пд.-Сх.	Ангідрид сірчистий	0,225
33	07.06.2017	Комарівська №6	300 м, півднірна сторона	25	80	98,4	3,2	Пд.-Сх.	Оксид вуглецю	3,249
34	07.06.2017	Комарівська №6	300 м, півднірна сторона	25	80	98,4	3,2	Пд.-Сх.	Сірководень	0,005
35	07.06.2017	Комарівська №6	300 м, півднірна сторона	25	80	98,4	3,2	Пд.-Сх.	Тверді частинки	0,228
36	10.07.2017	Пасічна №909	300 м, півднірна сторона	27	78	98,6	3,7	Пд.-Зх.	Метан	4,865
37	10.07.2017	Пасічна №909	300 м, півднірна сторона	27	78	98,6	3,7	Пд.-Зх.	Етан	1,647
38	10.07.2017	Пасічна №909	300 м, півднірна сторона	27	78	98,6	3,7	Пд.-Зх.	Пропан	0,670
39	10.07.2017	Пасічна №909	300 м, півднірна сторона	27	78	98,6	3,7	Пд.-Зх.	Бутан	0,207
40	10.07.2017	Пасічна №909	300 м, півднірна сторона	27	78	98,6	3,7	Пд.-Зх.	Пентан	0,151
41	10.07.2017	Пасічна №909	300 м, півднірна сторона	27	78	98,6	3,7	Пд.-Зх.	Гексан	0,103
42	10.07.2017	Пасічна №909	300 м, півднірна сторона	27	78	98,6	3,7	Пд.-Зх.	Діоксид азоту	0,108
43	10.07.2017	Пасічна №909	300 м, півднірна сторона	27	78	98,6	3,7	Пд.-Зх.	Ангідрид сірчистий	0,294
44	10.07.2017	Пасічна №909	300 м, півднірна сторона	27	78	98,6	3,7	Пд.-Зх.	Оксид вуглецю	3,034

<- Назад Далі -> OK

Рисунок 5.4 – Вкладка «Дані моніторингу»

До складу комплексу входять: підсистема управління базою даних і знань, математичне забезпечення, підсистема візуалізації результатів та підсистема підтримки прийняття рішень.

5.2. Моделювання забруднення довкілля при відкритому фонтануванні газових та нафтових свердловин

5.2.1. Моделювання забруднення атмосферного повітря при відкритому фонтануванні газової свердловини

Перевірку адекватності математичних моделей забруднення АП при відкритому ФГС, будемо здійснювати шляхом порівняння результатів моделювання з результатами натурних вимірювань концентрацій ЗР, що входять до складу аварійного викиду, у відповідних точках територій розміщення свердловин.

Проаналізовано дані результатів натурних вимірювань концентрацій метану та сірководню на територіях розміщення різних свердловин України за різних режимів викидів (неперервні, короткочасні та залпові) при аварійному непалаючому фонтануванні. Аналізована інформація включала: назву свердловин; режим фонтанування; сезон проведення вимірів; географічні координати місць проведення натурних вимірювань та відповідні масиви значень виміряних в них концентрацій вищезазначених ЗР; метеорологічні параметри на момент здійснення натурних вимірювань [358, 359].

На основі отриманих даних відповідно до критерію Стьюдента з надійністю 0,99 було розраховано довірчі інтервали для концентрацій вказаних ЗР у всіх місцях натурних вимірювань за різних режимів ФГС [353, 361]. Обчислені довірчі інтервали для кожного випадку будуть зазначені нижче, у відповідних таблицях порівняння.

Для перевірки адекватності розроблених моделей виконаємо моделювання для визначення концентрацій вищезазначених ЗР у місцях проведення натурних

експериментів і перевіримо належність отриманих результатів обчисленим довірчим інтервалам.

Методику проведення лабораторних експериментів (моделювання) детально опишемо на прикладі визначення концентрацій метану за неперервного режиму викидів при ФГС Свиридівська № 6 Свиридівського газоконденсатного родовища (Лохвицький район Полтавської області). НС виникла 9 жовтня 2015 р. на законсервованій свердловині через розгерметизацію під час ремонтних робіт. Фонтан суміші газів та конденсату бив декілька днів. Натурні вимірювання виконувались у 16 точках на території до 5 км від свердловини у напрямку вітру [73].

Проведення експериментів на ПМК виконувалось наступним чином. На початку здійснювався запуск файлу MECOGWF.exe. Далі здійснювався перехід по вкладкам «Моделювання та прогнозування» → «Вхідні дані», де спочатку у відповідному полі-лічильнику «Введіть кількість свердловин» було зазначено 1, а в полі «Перелік свердловин в БД» обиралась свердловина Свиридівська № 6. Після вибору свердловини з БДІЗ відбулось автоматичне завантаження її параметрів, пласту та флюїду у відповідні поля вкладки «Вхідні дані», а саме: код та назва свердловини – 2096 Свиридівська №6; кількість секцій – 3; географічні координати – $50^{\circ} 26' 26''$ пн. широти, $33^{\circ} 14' 28''$ зх. довготи; глибина – 5471 м; перша секція: довжина – 1526 м; зовнішній та внутрішній діаметр кільцевого перерізу – 0,168 м та 0,14 м відповідно; друга секція: довжина – 3550 м; зовнішній та внутрішній діаметр кільцевого перерізу – 0,245 м та 0,168 м відповідно; третя секція: довжина – 395 м; зовнішній та внутрішній діаметр кільцевого перерізу – 0,351 м та 0,245 м відповідно; зенітний кут всіх секцій – 0° ; висота факельної труби 5 м; пластовий тиск – 37,3 МПа; тиск газу на гирлі свердловини перед фонтануванням – 16,1 МПа; середня по стовбуру температура газів – 340 К; коефіцієнт гідравлічного опору – 0,08; середнє значення коефіцієнта стисливості – 1; коефіцієнт лінійного фільтраційного опору свердловини – $2 \text{ кг}\cdot\text{см}^2$; коефіцієнт квадратичного фільтраційного опору свердловини – $0,001 \text{ кг}\cdot\text{см}^2$; проникність пласта в околиці свердловини –

0,1 дарсі; середня пористість пласту в околиці свердловини – 0,12; ефективна товщина пласту – 27 м; відсотковий вміст метану та сірководню в газовому конденсаті – 52,8 % та 27,3 % відповідно; в'язкість суміші газів в пластових умовах – 0,016 сП.

Далі у відповідних місцях поля «Оберіть вид НС та забруднюючу речовину для моделювання» було обрано відповідно газове непалаюче фонтанування та метан, а в полі «Сценарій моделювання» – усталене витікання газу.

У відповідних комірках поля «Введіть метеорологічні дані та параметри прилеглої території» вводились метеодані, які були визначені службою аварійного реагування під час вимірювання концентрацій ЗР, а саме: температура повітря – 289 К; атмосферний тиск – 0,1 МПа; швидкість вітру – 3 м/с; напрямок вітру – північний; стан атмосфери – нестійкий; коефіцієнти турбулентної дифузії: горизонтальні – 75 м²/с, вертикальний – 15 м²/с; опади відсутні; вологість – 75 %. Параметри прилеглої території до свердловини Свиридівська № 6 завантажились у відповідні комірки автоматично з БДІЗ: ухил рельєфу місцевості – 1 %; шорсткість підстилаючої поверхні – 0,07 м; тип ґрунту – суглинок. На цьому введення вхідних даних у вкладці «Вхідні дані» завершувалось. Інші необхідні для моделювання параметри метану, такі як молярна маса, густина, температура та тиск за нормальних умов, псевдокритичні тиск та температура, показник адіабати, коефіцієнти фізико-хімічної трансформації, поглинання підстилаючою поверхнею та вимивання опадами не відображаються у вкладці «Вхідні дані», а завантажуються в блок математичного моделювання та прогнозування автоматично з відповідної бази, що входить до складу БДІЗ ПМК.

Результат введення/завантаження вхідних даних для моделювання показаний на рис. 5.5. Далі здійснювався вхід у меню «Карта» і обиралась команда «Завантажити», що давало змогу з відповідної папки БДІЗ завантажити карту-підложку території розташування досліджуваної свердловини. Розміри карти задавали територіальні межі моделювання, яке здійснювалось у вузлах сітки з кроком 20 м. В загальному випадку крок моделювання є адаптивним і

визначається масштабом карти, за необхідності його можна змінити вручну.

MECOGWF - Modeling of environmental contamination from oil and gas wells fountains

Файл Карта Допомога

Моделювання та прогнозування | Базис даних | Статистичний аналіз

Вхідні дані | Результат моделювання | Картографічне моделювання | Порівняння з даними моніторингу

Введіть кількість свердловин та їх параметри. Оберіть вид НС та забруднюючу речовину (ЗР) для моделювання

Параметр \ Свердловина	Свердловина 1
Код та назва свердловини	2096 Свиридівська № 6
Кількість секцій	3
Координати (пн. широти), гр. хв. сек.	50,4405555
Координати (зх. довготи), гр. хв. сек.	33,2411111
Глибина, м	5471
Пластовий тиск, МПа	37,3
Тиск газу на гирлі перед фонт-ям, МПа	16,1
Середня по стовбуру Т газів, К	340
Коефіцієнт гідралічного опору	0,08

Перелік свердловин в БД:

- Бабченська № 3
- Бабченська № 4
- Бабченська № 6
- Бабченська № 7
- Вігода-Витвицька №1
- Долинська № 104
- Долинська № 113
- Долинська № 106
- Комарівська № 5
- Комарівська № 5
- Лопушна №3
- Лопушна №11
- Свиридівська № 6
- Угерська № 1036
- Угерська № 261
- Угерська № 99

Додати | Оновити

Сценарій моделювання

Введіть метеорологічні дані та параметри прилеглої території:

Параметр	Значення	Параметр	Значення
Температура, К	289	Коеф. турб. дифузії горизонтальні, м ² /с	75
Атмосферний тиск, МПа	0,1	Коеф. турб. дифузії вертикальний, м ² /с	15
Вологість повітря, %	75	Шорсткість підстилюючої поверхні, м	0,07
Швидкість вітру, м/с	3	Ухил рельєфу місцевості, %	1
Напрямок вітру, град проти год. стрілки	Пн	Тип ґрунту	Суглинок
Інтенсивність опадів, мм/год	0		

Рисунок 5.5 – Заповнені поля вкладки «Вхідні дані»

Після того, як були визначені межі сітки моделювання у вкладці «Вхідні дані» натискалась кнопка «ОК», що запускало процес обчислення потужності викиду (масової витрати в суміші) метану за моделлю усталеного витікання суміші газів з свердловини (пп. 4.3.1), та визначення розподілу в просторі та часі його концентрацій за моделлю (4.77), яка описує розповсюдження ЗР в АП при неперервному відкритому ФГС.

Обчислені рівні концентрації метану в кожній точці заданої сітки відображаються в табличному вигляді у вкладці «Результат моделювання». Дана інформація потрібна лише для перевірки та контролю отриманих розрахунків.

Для порівняння результатів моделювання з даними натурних вимірювань концентрацій обраної ЗР в ПША на досліджуваній території в ПМК створена закладка «Порівняння з даними моніторингу», на яку було здійснено перехід. В даній вкладці у відповідних комірках вказувались кількість місць натурних

вимірювань концентрації, їх географічні координати і, власне, довірчий інтервал для концентрації у відповідній точці. Після закінчення математичних розрахунків концентрацій та внесення необхідних даних здійснювалось натискання кнопки «Порівняти». Як наслідок, програма автоматично заповнювала 6-ий та 7-ий стовпці таблиці, в комірках яких відповідно вказувався результат моделювання в даних точках та висновок про його потрапляння у зазначений довірчий інтервал. Для більш наглядного представлення результату порівняння ПМК здійснює його візуалізацію у вигляді масиву відповідних точок та відрізків, які є геометричним представленням довірчих інтервалів, в прямокутній системі координат. Для подальшого використання отриманих результатів здійснювалось їх збереження у вигляді окремого файлу, шляхом натискання кнопки, яка знаходиться в правому нижньому куті даної вкладки.

На рис. 5.6 показано результат порівняння для випадку неперервного відкритого ФГС Свиридівська № 6 при проведенні математичних обчислень в усіх 16 точках, в яких проводились натурні вимірювання.

Як видно з рис. 5.6, отримані результати моделювання вкладаються в обчислені довірчі інтервали.

Оскільки вхідні дані моделювання визначено з відповідними похибками, то було здійснено серію з двадцяти лабораторних експериментів, змінюючи значення вхідних параметрів в межах похибки. В результаті цього було отримано масиви значень концентрації метану в кожній з досліджуваних шістнадцяти точок. В табл. 5.2 показано результати таких експериментів для точки № 1.

Як видно з наведеної таблиці, всі результати моделювання для першої точки вкладають у розрахований для неї довірчий інтервал. Аналогічні експерименти проводились і для інших п'ятнадцяти точок. Після цього проводились аналогічні лабораторні експерименти і для сірководню.

Визначивши мінімальне та максимальне значення в кожному із шістнадцяти отриманих масивів з двадцяти чисел, для всіх місць проведення експериментів було визначено відповідний інтервал, до якого належать всі значення концентрацій з відповідного масиву для кожної із досліджуваних ЗР.

Результати проведених експериментів наведено в табл. 5.2.

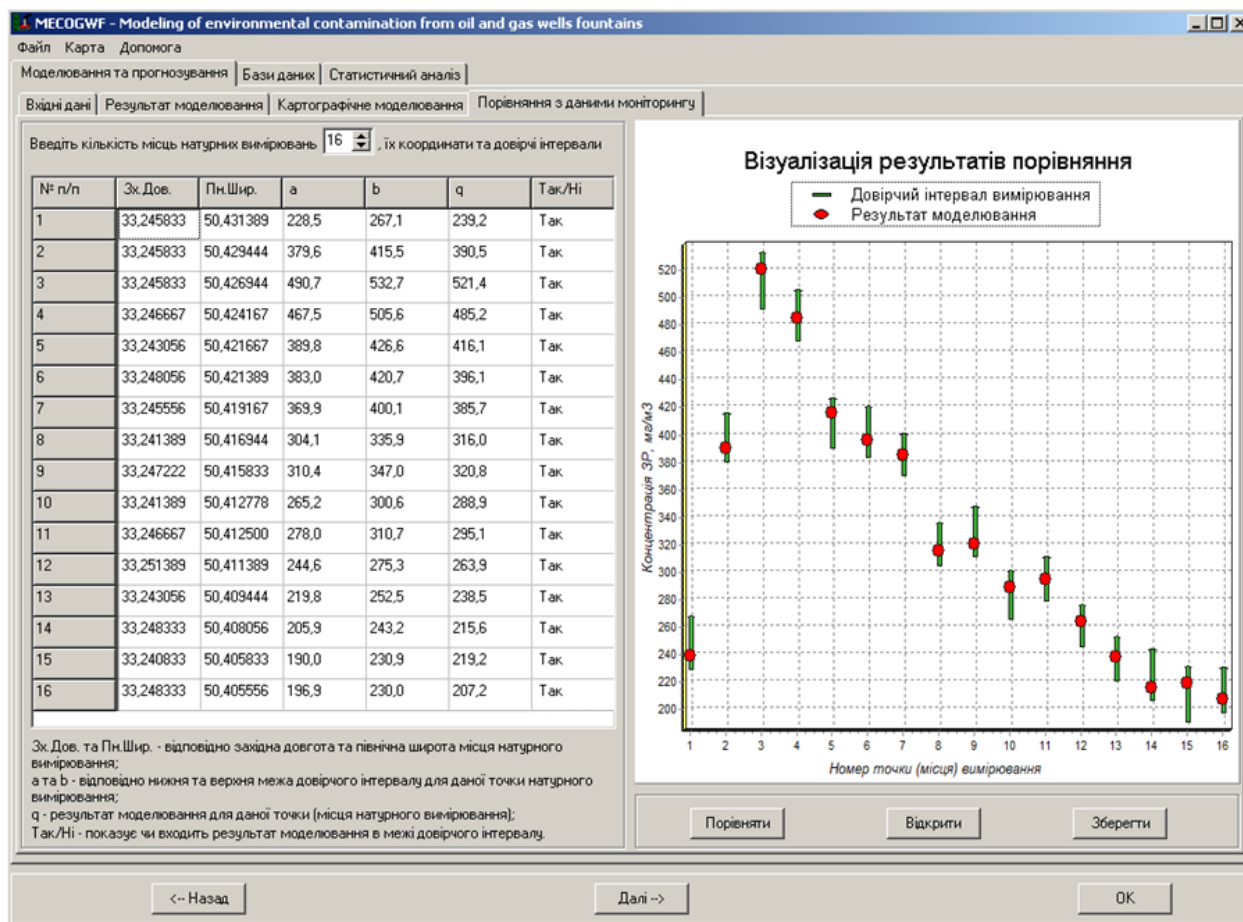


Рисунок 5.6 – Приклад результату перевірки достовірності математичних моделей забруднення АП при відкритому неперервному ФГС

Таблиця 5.1 – Результати двадцяти лабораторних експериментів для точки № 1

Номер процедури модел-я	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Результат модел-я	239,2	235,6	250,8	260,1	244,4	251,2	239,8	240,4	255,6	233,8	241,7	262,1	234,0	249,8	237,1	265,1	258,9	236,4	255,2	250,0
Довірчий інтервал	228,5 – 267,1																			

Як свідчать дані, наведені в табл. 5.2, результати моделювання вкладаються у відповідні довірчі інтервали, що говорить про високу адекватність розроблених математичних моделей у випадку усталеного непалаючого фонтанування. Для візуалізації отриманих результатів моделювання у вигляді карти забруднення метаном ПША на території розміщення свердловини Свиридівська № 6 за умов фонтанування, що розглядаються, здійснювався перехід на вкладку «Картографічне моделювання». У правій частині інтерфейсу даної вкладки відображається завантажена з БДІЗ карта прилеглої до

досліджуваної свердловини території із зазначенням відповідного масштабу.

Таблиця 5.2 – Результати моделювання та натурних вимірювань концентрацій метану та сірководню на території розміщення свердловини Свиридівська № 6 за неперервного режиму викидів при аварійному фонтануванні

№ п.п.	Місце вимірювання	Концентрація, мг/м ³			
		Метан		Сірководень	
		Результати моделювання	Довірчий інтервал	Результати моделювання	Довірчий інтервал
1	Точка № 1	233,8 – 265,1	228,5 – 267,1	0,035 – 0,038	0,030 – 0,040
2	Точка № 2	383,1 – 412,8	379,6 – 415,5	0,057 – 0,063	0,055 – 0,066
3	Точка № 3	495,0 – 528,6	490,7 – 532,7	0,075 – 0,083	0,072 – 0,085
4	Точка № 4	479,9 – 501,8	467,5 – 505,6	0,077 – 0,081	0,073 – 0,081
5	Точка № 5	396,3 – 418,2	389,8 – 426,6	0,056 – 0,059	0,052 – 0,067
6	Точка № 6	392,8 – 417,1	383,0 – 420,7	0,058 – 0,065	0,051 – 0,066
7	Точка № 7	386,2 – 395,1	369,9 – 400,1	0,052 – 0,060	0,050 – 0,064
8	Точка № 8	314,0 – 326,1	304,1 – 335,9	0,045 – 0,049	0,043 – 0,053
9	Точка № 9	323,8 – 335,8	310,4 – 347,0	0,044 – 0,052	0,041 – 0,054
10	Точка № 10	270,0 – 294,7	265,2 – 300,6	0,038 – 0,044	0,035 – 0,048
11	Точка № 11	280,6 – 297,4	278,0 – 310,7	0,039 – 0,046	0,033 – 0,046
12	Точка № 12	249,3 – 269,8	244,6 – 275,3	0,035 – 0,042	0,030 – 0,044
13	Точка № 13	225,4 – 242,5	219,8 – 252,5	0,036 – 0,039	0,031 – 0,040
14	Точка № 14	210,5 – 234,8	205,9 – 243,2	0,031 – 0,035	0,028 – 0,037
15	Точка № 15	196,4 – 228,1	190,0 – 230,9	0,024 – 0,032	0,024 – 0,034
16	Точка № 16	200,1 – 225,8	196,9 – 230,0	0,022 – 0,030	0,021 – 0,032

У верхній частині поля «Параметри карти» відображаються географічні координати лівої верхньої та правої нижньої точок карти, які задають розміри сітки для моделювання. Далі було здійснено вибір кольорової гами візуалізації рівнів концентрацій обраної ЗР та зазначено кількість інтервалів розбиття обраної гами (градацій відтінків кольорів). Далі здійснювались налаштування параметрів легенди, а саме її розмірів та місця розташування на карті. Також вказувався час впливу (1 день) обраної ЗР для обчислення ризику миттєвих токсичних ефектів для здоров'я персоналу та населення прилеглої території в кожній точці карти. Після всіх виконаних налаштувань натискалась кнопка «Нанести результат», що дозволило отримати візуалізацію розподілу концентрацій метану на території свердловини Свиридівська № 6 під час досліджуваного відкритого фонтанування. Для отримання кінцевого варіанту

карти забруднення АП в контекстному меню, яке викликалось натисканням правої кнопки миші на полі побудованої раніше карти, обирались пункти «Нанести точки натурних вимірювань» та «Показати напрямок вітру». Результат виконаних дій показано на рис. 5.7 [73, 78].

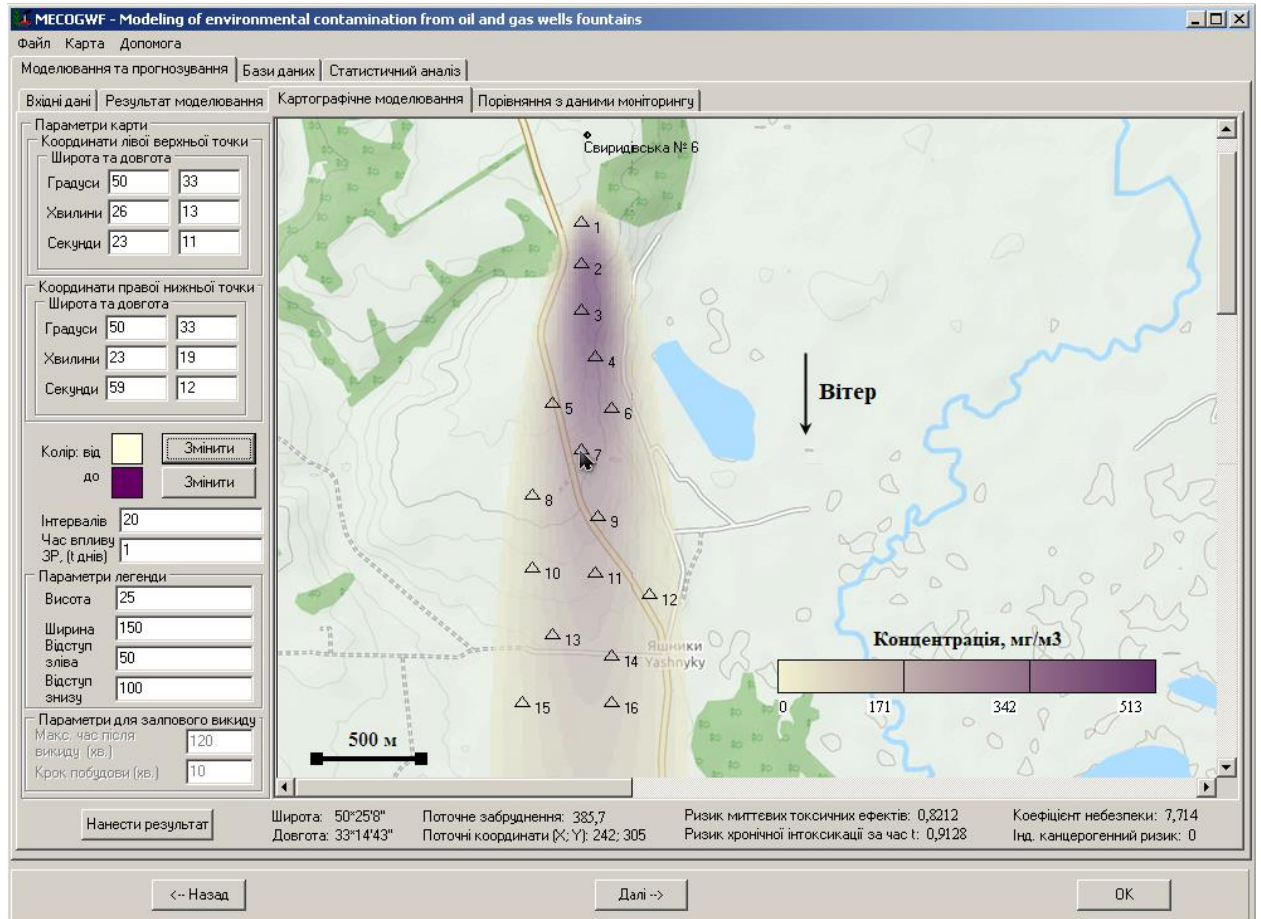


Рисунок 5.7 – Карта розподілу концентрацій метану в ПША при неперервних викидах під час відкритого фонтанування свердловини Свиридівська № 6

Інтерфейс вкладки «Картографічне моделювання» розроблено таким чином, що географічні координати обраної точки, її поточні координати в системі координат, яка пов'язана з картою, рівень концентрації ЗР, ризик миттєвих токсичних ефектів, ризик хронічної інтоксикації за обраний час, індивідуальний канцерогенний ризик та коефіцієнт небезпеки в цій точці автоматично відображаються під картою при наведенні курсору миші на дану точку на карті. Також модуль оцінки ризиків та збитків обчислює і інші види показників та ризиків, такі як: середню добову дозу речовини, характеристику ризику розвитку неканцерогенних ефектів за комбінованого впливу хімічних

речовин, популяційний канцерогенний ризик, сумарний канцерогенний ризик за впливу декількох канцерогенів. За необхідності в нижній частині інтерфейсу вкладки «Картографічне моделювання» можна змінювати види ризиків для відображення їх значень в кожній точці карти досліджуваної території розміщення фонтануючої свердловини. Для цього необхідно на полі карти, натиснувши правою клавішею миші, викликати контекстне меню, перейти на функцію «Відобразити ризик» і з списку, що з'явиться, обрати необхідні чотири види ризику для відображення. Такий інтуїтивно зрозумілий інтерфейс дозволяє дуже швидко визначати необхідні концентрації та ризики у довільній точці зони впливу досліджуваного ДЗ, що значно спрощує сприйняття та аналіз отриманих результатів для прийняття ефективних управлінських рішень щодо вирішення задач попередженням НС, пов'язаних з аварійним фонтануванням НГС [84, 85].

Перевірка адекватності математичних моделей витікання суміші газів з свердловини та їх розповсюдження в АП в результаті короткочасного та залпового відкритого фонтанування проводилась за аналогічною методикою на прикладі даних аварійного ФГС Лопушна № 3 та Угерська № 261 відповідно. Результати моделювання та відповідні довірчі інтервали для кожного із цих випадків наведено відповідно в табл. 5.3 та 5.4 [72, 353, 361]. Як свідчать дані, наведені в табл. 5.3 та 5.4, результати моделювання при короткочасних і миттєвих режимах викидів газових сумішей в результаті аварійного відкритого фонтанування досліджуваних свердловин вкладаються у відповідні довірчі інтервали. Це говорить про високу адекватність розроблених математичних моделей, які описують витікання газу та його розповсюдження в АП за даних сценаріїв викидів.

ФГС на прикладі даних аварійної ситуації, яка виникла на свердловині № 506 Західно-Таркосалинського нафтогазоконденсатного родовища виробничого філіалу «Північгазгеофізика» у липні 2011 р. і тривала 4 доби. Для зменшення викидів метану та сірководню фонтан був підпалений, проте це значно збільшило викиди SO_2 , NO_2 , CO_2 та CO .

Для визначення інтенсивності фонтанування застосовувалась модель усталеного витікання газового флюїду з свердловини (пп. 4.3.1), для визначення

потужності викидів відповідних ЗР в АП при спалюванні фонтану – методичні рекомендації [219], а для визначення розподілу концентрацій ЗР в просторі та часі – математична модель (4.77). Результати моделювання та відповідні довірчі інтервали на прикладі CH_4 та H_2S наведено в табл. 5.5, і на прикладі SO_2 та NO_2 – в табл. 5.6.

Таблиця 5.3 – Результати моделювання та натурних вимірювань концентрацій метану та сірководню на території розміщення свердловини Лопушна № 3 за короткочасного режиму викидів при аварійному фонтануванні

№ п.п.	Місце вимірювання	Концентрація, мг/м^3			
		Метан		Сірководень	
		Результати моделювання	Довірчий інтервал	Результати моделювання	Довірчий інтервал
1	Точка № 1	280,4 – 296,8	271,2 – 300,8	0,042 – 0,047	0,040 – 0,048
2	Точка № 2	435,2 – 462,0	431,8 – 468,2	0,066 – 0,073	0,063 – 0,075
3	Точка № 3	475,3 – 498,1	470,1 – 502,4	0,072 – 0,078	0,069 – 0,080
4	Точка № 4	402,5 – 428,0	395,1 – 431,7	0,061 – 0,067	0,058 – 0,069
5	Точка № 5	356,4 – 380,6	354,7 – 384,8	0,054 – 0,060	0,052 – 0,061
6	Точка № 6	305,4 – 331,2	302,9 – 336,3	0,047 – 0,052	0,044 – 0,054
7	Точка № 7	272,5 – 296,4	268,1 – 301,6	0,041 – 0,046	0,039 – 0,048
8	Точка № 8	249,8 – 263,7	240,5 – 275,2	0,038 – 0,043	0,035 – 0,044
9	Точка № 9	210,5 – 234,1	205,4 – 238,2	0,032 – 0,036	0,030 – 0,038
10	Точка № 10	191,2 – 222,1	189,2 – 226,8	0,030 – 0,035	0,028 – 0,036
11	Точка № 11	169,8 – 186,6	164,5 – 194,2	0,025 – 0,029	0,024 – 0,031
12	Точка № 12	150,8 – 168,4	142,1 – 173,8	0,023 – 0,026	0,021 – 0,028
13	Точка № 13	120,2 – 138,1	115,9 – 142,4	0,018 – 0,022	0,017 – 0,023

Таблиця 5.4 – Результати моделювання та натурних вимірювань концентрацій метану та сірководню на території розміщення свердловини Угерська № 261 за залпового режиму викидів при аварійному фонтануванні

№ п.п.	Місце вимірювання	Концентрація, мг/м^3			
		Метан		Сірководень	
		Результати моделювання	Довірчий інтервал	Результати моделювання	Довірчий інтервал
1	Точка № 1	227,3 – 240,8	219,9 – 245,5	0,035 – 0,040	0,032 – 0,042
2	Точка № 2	352,8 – 374,9	350,1 – 382,2	0,052 – 0,059	0,051 – 0,061
3	Точка № 3	385,3 – 404,2	381,2 – 410,1	0,058 – 0,063	0,056 – 0,065
4	Точка № 4	326,3 – 347,3	320,4 – 352,4	0,048 – 0,054	0,047 – 0,056
5	Точка № 5	288,9 – 308,9	287,6 – 314,1	0,043 – 0,050	0,042 – 0,052
6	Точка № 6	247,6 – 268,8	245,6 – 274,5	0,037 – 0,045	0,036 – 0,048
7	Точка № 7	220,9 – 240,5	217,4 – 246,2	0,031 – 0,037	0,029 – 0,039

Продовження 5.4

№ п.п.	Місце вимірювання	Концентрація, мг/м ³			
		Метан		Сірководень	
		Результати моделювання	Довірчий інтервал	Результати моделювання	Довірчий інтервал
8	Точка № 8	202,5 – 214,0	195,0 – 224,6	0,027 – 0,035	0,025 – 0,036
9	Точка № 9	170,6 – 190,0	166,6 – 194,4	0,021 – 0,029	0,019 – 0,031
10	Точка № 10	155,0 – 180,2	153,4 – 185,1	0,019 – 0,028	0,018 – 0,029
11	Точка № 11	137,6 – 151,4	133,4 – 158,5	0,021 – 0,024	0,019 – 0,028
12	Точка № 12	122,2 – 136,7	115,2 – 141,9	0,017 – 0,021	0,015 – 0,023
13	Точка № 13	97,4 – 112,1	94,0 – 116,2	0,014 – 0,018	0,013 – 0,020
14	Точка № 14	86,2 – 107,5	83,4 – 110,5	0,008 – 0,011	0,006 – 0,016

Таблиця 5.5 – Результати моделювання та натурних вимірювань концентрацій діоксиду азоту та діоксиду сірки на території розміщення свердловини № 506 Західно-Таркосалинського нафтогазоконденсатного родовища при палаючому фонтануванні

№ п.п.	Місце вимірювання	Концентрація, мг/м ³			
		Діоксид азоту		Діоксид сірки	
		Результати моделювання	Довірчий інтервал	Результати моделювання	Довірчий інтервал
1	Точка № 1	0,51 – 1,20	0,45 – 1,24	2,21 – 3,59	2,08 – 3,75
2	Точка № 2	1,05 – 1,91	0,96 – 1,93	4,64 – 5,31	4,53 – 5,40
3	Точка № 3	1,93 – 2,59	1,89 – 2,68	7,85 – 8,56	7,64 – 8,91
4	Точка № 4	2,11 – 2,96	2,04 – 3,13	10,19 – 10,80	9,48 – 10,82
5	Точка № 5	2,55 – 3,42	2,52 – 3,61	10,66 – 11,42	10,35 – 11,53
6	Точка № 6	2,38 – 3,19	2,14 – 3,25	7,76 – 8,23	7,71 – 8,55
7	Точка № 7	1,95 – 2,61	1,87 – 2,68	6,39 – 7,25	6,23 – 7,46
8	Точка № 8	1,68 – 2,29	1,64 – 2,35	4,80 – 5,89	4,61 – 5,93
9	Точка № 9	1,40 – 2,04	1,37 – 2,12	3,96 – 4,92	3,82 – 5,02
10	Точка № 10	0,93 – 1,35	0,89 – 1,46	2,34 – 3,08	2,12 – 3,16
11	Точка № 11	0,48 – 0,95	0,43 – 0,96	1,45 – 2,29	1,18 – 2,32
12	Точка № 12	0,18 – 0,82	0,15 – 0,87	0,35 – 0,97	0,22 – 1,25

Як свідчать дані, наведені в табл. 5.5 та 5.6, результати моделювання забруднення АП при палаючому ФГС досліджуваної свердловини вкладаються у відповідні довірчі інтервали. Це говорить про високу адекватність розроблених математичних моделей та використаних методичних рекомендацій [219], які описують витікання газу та його розповсюдження в АП за даного сценарію викидів.

Таблиця 5.6 – Результати моделювання та натурних вимірювань концентрацій метану та сірководню на території розміщення свердловини № 506 Західно-Таркосалинського нафтогазоконденсатного родовища при палаючому фонтануванні

№ п.п.	Місце вимірювання	Концентрація, мг/м ³			
		Метан		Сірководень	
		Результати моделювання	Довірчий інтервал	Результати моделювання	Довірчий інтервал
1	Точка № 1	6,3 – 16,4	5,9 – 16,8	0,003 – 0,012	0,002 – 0,014
2	Точка № 2	21,0 – 29,3	20,4 – 31,4	0,008 – 0,014	0,007 – 0,018
3	Точка № 3	26,4 – 37,2	25,1 – 37,6	0,015 – 0,020	0,012 – 0,021
4	Точка № 4	35,5 – 43,1	35,0 – 45,4	0,018 – 0,022	0,016 – 0,025
5	Точка № 5	42,8 – 52,1	41,6 – 53,3	0,021 – 0,028	0,019 – 0,029
6	Точка № 6	36,4 – 48,2	35,3 – 48,7	0,017 – 0,023	0,015 – 0,025
7	Точка № 7	30,1 – 37,1	28,4 – 37,2	0,015 – 0,019	0,013 – 0,021
8	Точка № 8	25,6 – 35,4	24,9 – 36,1	0,012 – 0,017	0,010 – 0,019
9	Точка № 9	20,3 – 28,3	19,7 – 28,6	0,010 – 0,017	0,008 – 0,018
10	Точка № 10	14,9 – 21,6	14,4 – 23,2	0,009 – 0,016	0,006 – 0,017
11	Точка № 11	9,3 – 18,1	8,5 – 19,3	0,007 – 0,014	0,005 – 0,016
12	Точка № 12	4,2 – 12,7	2,4 – 12,8	0,003 – 0,009	0,002 – 0,010

Таким чином, результати моделювання вкладаються у відповідні довірчі інтервали, обчислені відповідно до критерію Стьюдента з надійністю 0,99, що дозволяє зробити висновок про високу достовірність виконаних модельних експериментів та адекватність розроблених математичних моделей забруднення АП неперервними, короткочасними та миттєвими викидами газових сумішей при відкритому непалаючому та палаючому ФГС.

5.2.2. Моделювання забруднення земної поверхні при відкритому фонтануванні нафтової свердловини

Перевірку адекватності математичних моделей забруднення земної поверхні при аварійному ФНС будемо здійснювати шляхом порівняння результатів моделювання з даними натурних вимірювань товщини НП у різних точках території розміщення свердловини. За основу візьмемо дані вимірювання рівня нафтового забруднення на земній поверхні на території розміщення

свердловини Правобережна № 177 (Правобережне родовище Північно-Кавказько-Мангишлакської нафтогазоносною провінції), на якій 03.03.2000 р. сталась аварійна ситуація з виникненням некерованого відкритого неперервного фонтанування нафти, яке тривало 15 год [357].

На основі отриманих даних відповідно до критерію Стьюдента з надійністю 0,99 розраховано довірчі інтервали для товщини НП у всіх місцях натурних вимірювань. Обчислені довірчі інтервали будуть зазначені нижче, у відповідній таблиці порівняння.

Для перевірки достовірності розроблених моделей проведено модельні експерименти з визначення товщини НП у місцях здійснення натурних вимірювань і перевірено належність отриманих результатів обчисленим довірчим інтервалам. Для досягнення результату було використано методику, описану в п.п. 5.2.1. Так, в полі-лічильнику «Введіть кількість свердловин» було зазначено 1, у відповідних місцях поля «Оберіть вид НС та забруднюючу речовину для моделювання» було обрано відповідно нафтове непалаюче фонтанування та нафта, а в полі «Сценарій моделювання» – усталене витікання нафти. Єдиною особливістю даного випадку є те, що всі параметри досліджуваної свердловини вносились у відповідні поля вкладки «Вхідні дані» вручну, а не завантажувались автоматично з розроблених БДІЗ, оскільки свердловина Правобережна № 177 знаходиться поза межами України.

Вхідними для моделювання були наступні дані: код та назва свердловини – 415 Правобережна № 177; кількість секцій – 4; географічні координати – $43^{\circ} 31' 29''$ пн. широти, $45^{\circ} 39' 47''$ зх. довготи; глибина – 5159,6 м; перша секція: довжина – 152,5 м; зовнішній та внутрішній діаметр кільцевого перерізу – 0,131 м та 0,122 м відповідно; друга секція: довжина – 1577,1 м; зовнішній та внутрішній діаметр кільцевого перерізу – 0,216 м та 0,131 м відповідно; третя секція: довжина – 2439 м; зовнішній та внутрішній діаметр кільцевого перерізу – 0,318 м та 0,216 м відповідно; четверта секція: довжина – 990,4 м; зовнішній та внутрішній діаметр кільцевого перерізу – 0,446 м та 0,318 м відповідно; зенітний кут всіх секцій – 0° ; висота факельної труби 7 м; пластовий тиск 60,0 МПа;

середня по стовбуру температура нафтового флюїду – 420 К; коефіцієнт гідравлічного опору – 0,07; середнє значення коефіцієнта стисливості – 1,34; коефіцієнт лінійного фільтраційного опору свердловини – 2,5 кг·см²; коефіцієнт квадратичного фільтраційного опору свердловини – 0,023 кг·см²; проникність пласта в околиці свердловини – 0,32 дарсі; середня пористість пласта в околиці свердловини – 0,19; ефективна товщина пласту – 41 м; шорсткість внутрішньої стінки труби свердловини – 4,2·мкм; густина нафти за нормальних умов – 860 кг/м³; кінематичний коефіцієнт в'язкості нафти – 0,12·10⁻⁴ м²/с; рослинність на прилеглий до свердловини території – помірна; кількість стебел рослинності на одиницю площі – 900 м⁻²; характерний діаметр стебла – 2·10⁻³ м; шорсткість земної поверхні – 0,06 м; ґрунт – чорнозем; ухил рельєфу – 4 %; швидкість вітру – 2 м/с; напрямок вітру – західний; температура повітря – 300 К; тривалість фонтанування – 15 год. Інші вхідні дані для моделювання, такі як молярна маса та тиск насичених парів нафти, проникність, нафтоємність, пористість чорнозему, швидкість розповсюдження звуку у флюїді, коефіцієнт теплового об'ємного розширення нафти та інші додаткові (довідникові) параметри завантажувались в математичні моделі автоматично з відповідних баз даних ПМК.

На рис. 5.7 показаний один з результатів порівняння змодельованих значень товщини НП та даних натурних вимірювань. Як видно з рис. 5.7, отримані результати моделювання вкладаються в обчислені довірчі інтервали.

Оскільки вхідні дані моделювання визначено з відповідними похибками, то було здійснено серію з двадцяти лабораторних експериментів, змінюючи значення вхідних параметрів в межах похибки. В результаті цього було отримано масиви значень товщини НП в кожній з досліджуваних десяти точок.

В табл. 5.7 показано зведені результати моделювання та натурних вимірювань. Як свідчать дані, наведені в табл. 5.7, результати виконаних модельних експериментів з визначення товщини НП в різних точках території розміщення досліджуваної фонтануючої нафтової свердловини вкладаються у відповідні довірчі інтервали.

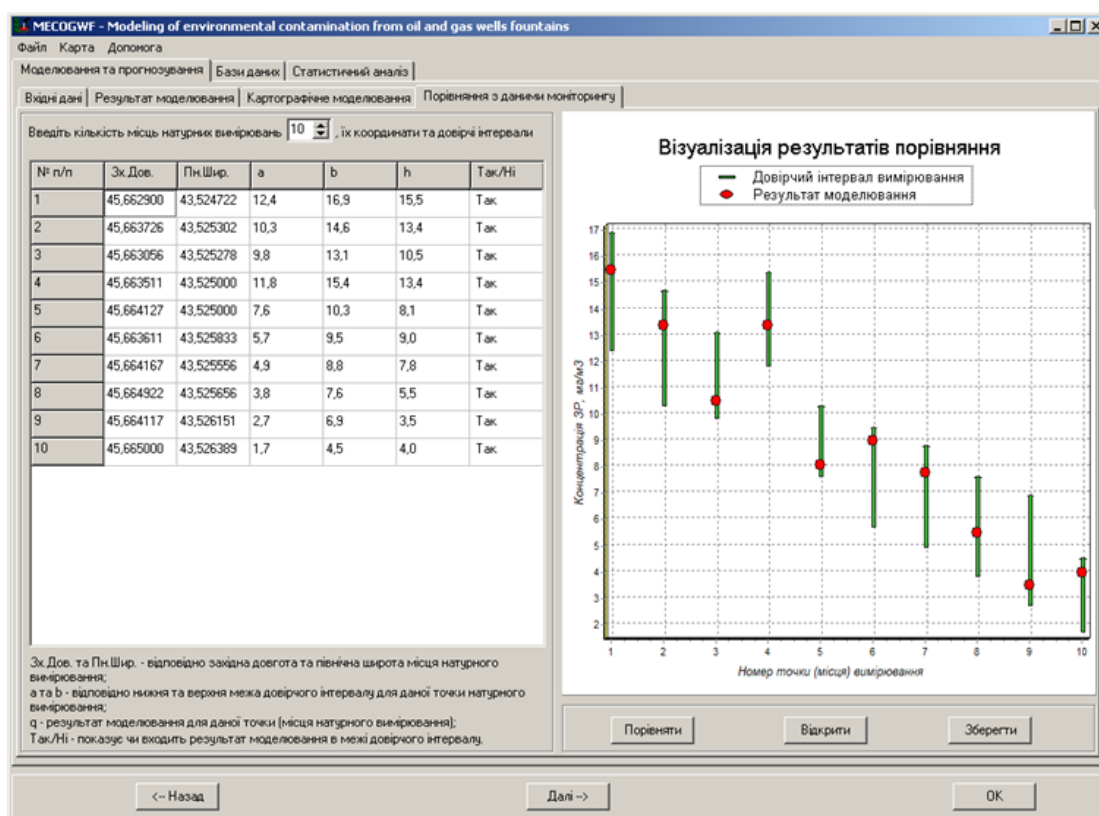


Рисунок 5.7 – Приклад результату перевірки достовірності математичних моделей забруднення земної поверхні при відкритому ФНС

Це говорить про високу адекватність розроблених математичних моделей, які описують витікання нафти з свердловини та її розтікання по земній поверхні за даного аварійного сценарію.

Таблиця 5.7 – Результати моделювання та натурних вимірювань товщини НП в результаті фонтанування свердловини Правобережна № 177

№ п.п.	Місце вимірювання	Товщина НП, м	
		Результати моделювання	Довірчий інтервал
1	Точка № 1	13,5 – 16,4	12,4 – 16,9
2	Точка № 2	10,6 – 14,3	10,3 – 14,6
3	Точка № 3	10,4 – 13,0	9,8 – 13,1
4	Точка № 4	12,1 – 15,2	11,8 – 15,4
5	Точка № 5	8,0 – 10,1	7,6 – 10,3
6	Точка № 6	5,9 – 9,2	5,7 – 9,5
7	Точка № 7	5,1 – 8,3	4,9 – 8,8
8	Точка № 8	3,9 – 7,4	3,8 – 7,6
9	Точка № 9	3,0 – 6,7	2,7 – 6,9
10	Точка № 10	2,1 – 4,3	1,7 – 4,5

Приклад візуалізації результатів моделювання у вигляді електронної карти розподілу нафтового забруднення земної поверхні на території розміщення свердловини Правобережна № 177 під час її аварійного фонтанування показаний на рис. 5.8. Розподіл нафтового забруднення побудований на момент 12 год з початку фонтанування. Необхідний момент часу, для якого потрібно побудувати розподіл товщини НП по досліджуваній території зазначається у полі «Час з моменту фонтанування» вкладки «Картографічне моделювання».

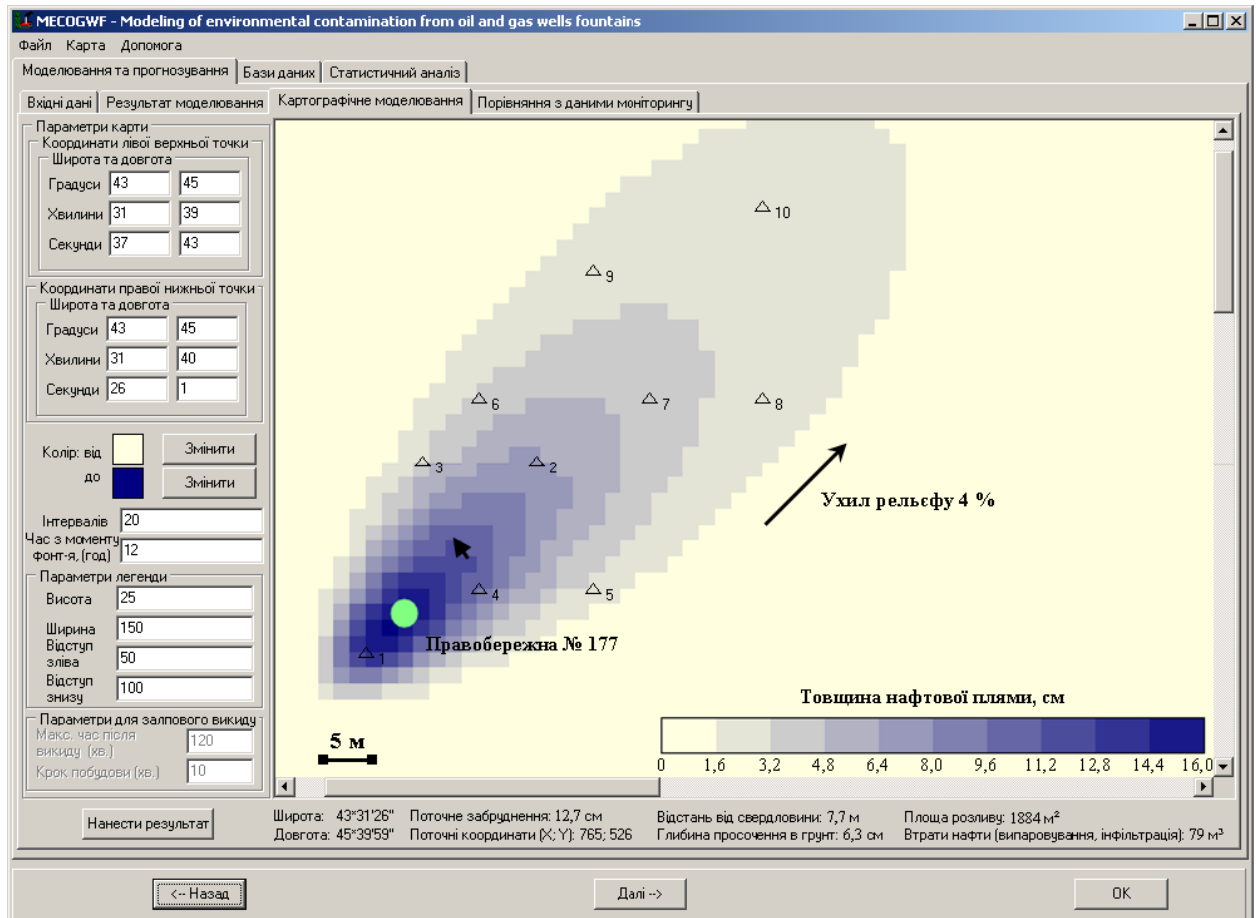


Рисунок 5.8 – Візуалізація розподілу забруднення земної поверхні нафтою в результаті відкритого фонтанування свердловини Правобережна № 177

Інтерфейс вкладки «Картографічне моделювання» при дослідженні сценарію нафтового фонтанування свердловини розроблено таким чином, що при наведенні курсору миші на будь яку точку отриманої карти в нижньому полі вкладки відображаються географічні координати обраної точки, її поточні координати в системі координат, яка пов'язана з картою, рівень поточного забруднення (товщина НП в даній точці), відстань від свердловини, глибина

просочення в ґрунт в даній точці, площа розливу та втрати нафти (випаровування, інфільтрація) за зазначений час з моменту фонтанування.

Такий інтуїтивно зрозумілий інтерфейс дозволяє дуже швидко визначати необхідні вищезазначені параметри у довільній точці зони впливу досліджуваного ДЗ, що значно спрощує сприйняття та аналіз отриманих результатів для прийняття ефективних управлінських рішень щодо вирішення задач попередженням НС, пов'язаних з аварійним ФНС [357].

Таким чином, результати моделювання вкладаються у відповідні довірчі інтервали, обчислені за даними натурних вимірювань відповідно до критерію Стьюдента з надійністю 0,99, що дозволяє зробити висновок про високу достовірність виконаних модельних експериментів та адекватність розроблених математичних моделей витікання нафтового флюїду з свердловини та його розтікання по земній поверхні в результаті відкритого фонтанування.

Висновки до розділу 5

1. Програмно-моделюючий комплекс представляє собою програмні засоби, що реалізують розроблені математичні моделі забруднення атмосферного повітря та земної поверхні в результаті відкритого фонтанування газових та нафтових свердловин відповідно. До складу комплексу входять: підсистема управління базою даних і знань, математичне забезпечення, підсистема візуалізації результатів та підсистема підтримки прийняття рішень.

2. Результати виконаних модельних експериментів з визначення концентрацій забруднюючих речовин в атмосферному повітрі в різних точках територій розміщення фонтануючих газових свердловин вкладаються у відповідні довірчі інтервали, обчислені за даними натурних вимірювань відповідно до критерію Стюдента з надійністю 0,99. Це дозволяє зробити висновок про високу достовірність виконаних модельних експериментів та адекватність розроблених математичних моделей забруднення атмосферного повітря неперервними, короткочасними та миттєвими викидами газових сумішей при відкритому непалаючому та палаючому фонтануванні газової свердловини.

3. Результати виконаних модельних експериментів з визначення товщини нафтової плями на земній поверхні в різних точках території розміщення фонтануючої нафтової свердловини вкладаються у відповідні довірчі інтервали, обчислені за даними натурних вимірювань відповідно до критерію Стюдента з надійністю 0,99. Це дозволяє зробити висновок про високу достовірність виконаних експериментів та адекватність розроблених математичних моделей витікання нафтового флюїду з свердловини та його розтікання по земній поверхні при відкритому фонтануванні нафтової свердловини.

РОЗДІЛ 6

УПРАВЛІННЯ ЕКОЛОГІЧНОЮ БЕЗПЕКОЮ ЖИТТЄВОГО ЦИКЛУ НАФТОГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

6.1 Система управління екологічною безпекою етапів життєвого циклу нафтогазових свердловин

6.1.1 Принципи управління екологічною безпекою нафтогазових свердловин

Глобальний негативний вплив нафтогазовидобувної галузі складається з локальних впливів окремих об'єктів. Тому, вирішення екологічних питань одиничних об'єктів, зокрема свердловин, що виведені з експлуатації, є одним з основних завдань для підвищення екологічної безпеки даної галузі[354, 64].

В залежності від розташування техногенного об'єкту, в нашому випадку нафтогазових свердловин, залежить і ступінь ризику для довкілля проваджуваної діяльності. При цьому є важливим врахування тривалості життєвого циклу об'єкту.

У західній частині України об'єкти нафтогазового комплексу розташовуються поблизу природних рекреаційних зон державного значення (курорти Трускавець, Східниця, Моршин, Буковель), що створює високий ризик техногенного порушення цінних територій. Оскільки головні негативні впливи припадають на приземний шар атмосфери та поверхневі і підземні води, то території поширення поллютантів можуть набувати транскордонного значення. Також підвищувати ступінь ризику можуть і фактори природного походження, зокрема для гірських районів, де існує високий ризик утворення селей.

На рисунку 6.1 представлено допустимі відстані між окремими спорудами при будівництві бурової установки [349]. Управління екологічною безпекою за рахунок оцінки і контролю поточних показників стану навколишнього середовища є обов'язковою, але не достатньою умовою для запобігання негативному екологічному впливу техногенних об'єктів. Тому, для еко-

ефективного розвитку підприємств нафтогазового комплексу є необхідним проведення оцінки та вибору найбільш економічного та екологічно-дружнього виробничого життєвого циклу з врахуванням умов планованої діяльності.

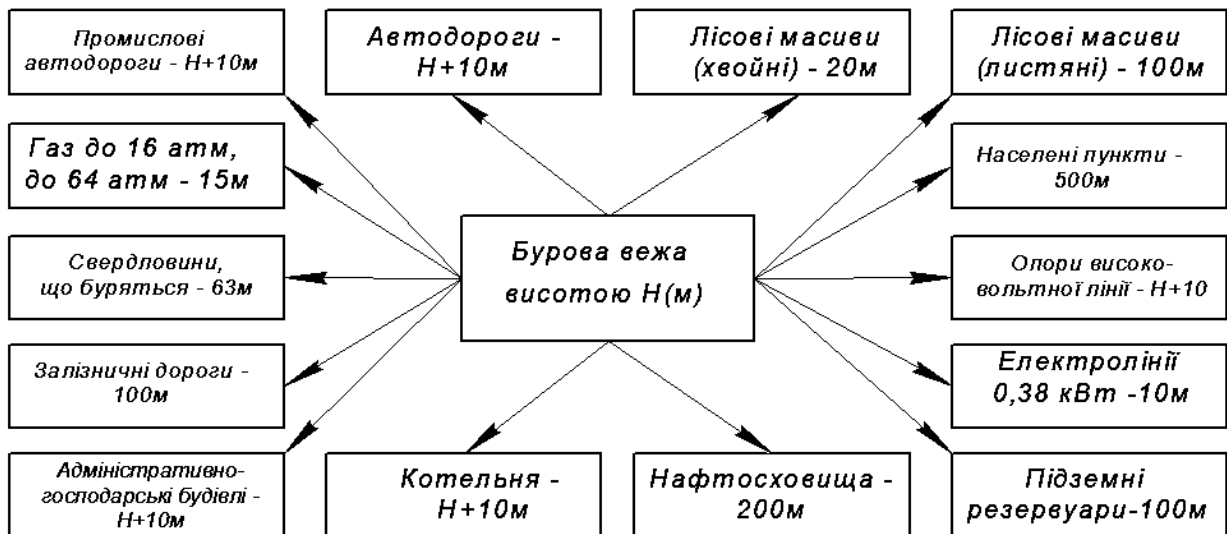


Рисунок 6.1 – Схема допустимих відстаней між окремими спорудами при будівництві бурової установки

Такий підхід дозволяє запобігти і мінімізувати впливи на довкілля на етапах проектування та створити умови скорочення вхідних енергетичних і ресурсних потоків, а також управління вихідних потоків в напрямку їх зменшення. Угодою про асоціацію між Україною та ЄС, Паризькою угодою про зміну клімату, положеннями Директиви 2003/87/ЄС та Концепцією реалізації державної політики у сфері зміни клімату на період до 2030 року, затвердженою розпорядженням Кабінету Міністрів України від 07.12.16 №932-р, передбачено впровадження Україною системи моніторингу, звітності та верифікації викидів парникових газів [191]. При цьому викиди повинні контролюватися на всіх етапах життєвого циклу, тому одним з елементів еко-ефективної діяльності є вибір технологій, які базуються на використанні устаткування, що мінімізує впливи на довкілля як під час технологічного процесу, так і в процесі виготовлення, доставки та утилізації. Таким підходом передбачається мінімізація енергоспоживання. Однак, на даний час нема схеми для визначення

рівня впливу на довкілля одиниць устаткування, що ускладнює та унеможлиблює забезпечення даного пункту екологічної політики.

Директиви Європейського Союзу 2008/50/ЄС про якість атмосферного повітря та чистіше повітря для Європи та 2010/75/ЄС про промислові викиди в своїй суті закладають принципи запобігання, які доповнюються встановленням обмежень, якісним моніторингом та контролем викидів в атмосферне повітря. Також в Директивах зазначається, що перевага повинна надаватися не традиційним заходам (очисним спорудженням тощо), а заходам, що запобігають виникненню забруднень на технологічних об'єктах та не створювати зростання навантаження на інші природні середовища [136, 138].

Запобігання забрудненню на даний час є основним пріоритетом у більшості країнах світу. Так, в розділі 6602(b) Закону Конгрес США встановлює пріоритетну національну політику:

- забрудненню слід запобігати або воно має бути зменшеним у джерелі, якщо це можливо;

- забруднення, якому не можна запобігти, має бути залучене до повторного циклу використання (переробки вторинної сировини) екологічно безпечним способом, якщо це можливо;

- забруднення, якому не можна запобігти або воно не може бути залучене до повторного циклу використання, слід обробляти екологічно безпечним способом, якщо це можливо;

- розташування, заховання або інше вивільнення у довкілля слід використовувати як останній захід і проводити екологічно безпечним способом.

Екологічний компроміс між людиною і природою може бути досягнутий тільки при наявності необхідних обмежень до формування техногенних та антропогенних процесів [211]. Такі обмеження поширюються на виробничі процеси, що характеризують екологічну ефективність етапів функціонування одиничних об'єктів нафтогазової галузі. Тому об'єктивна оцінка функціонування виробничих об'єктів може визначатись критерієм екологічно

чистого виробництва, а етапів експлуатації – критерієм екологічно безпечного функціонування.

Контроль потоків слід проводити як по вертикалі системи, так і по горизонталі, що дозволить охопити всі етапи життєвого циклу об'єкту нафтогазового комплексу. Для покращення рівня екологічної безпеки об'єктів нафтогазової галузі необхідно керуватися принципами скорочення вхідних і вихідних потоків:

- скорочення відходів – спрямування розробки устаткування та технологічних процесів з вектором направленим на відсутність відходів в кінцевому етапі, що забезпечується як технологічним скороченням відходів, так і розробленням методів ефективного використання відходів (реутилізаційні технології) серед яких:

- скорочення кількості необхідної сировини;
 - використання матеріалів придатних до утилізації та реутилізації;
- скорочення різноманітності матеріалів в одиниці устаткування для спрощення його утилізації;
 - відмова від пластиків і розчинів, що містять шкідливі сполуки (хлор та ін.);
- скорочення споживання енергії та природних ресурсів;
 - використання відновлювальних джерел енергії або таких, ресурси для яких утворюються в ході виробничого процесу як відходи чи супутні ефекти (наприклад: спалювання газу на факелах);
- зниження рівня шуму, поширення запахів та електромагнітного забруднення.

Можливість ідентифікації рівня екологічної безпеки підприємств нафтогазового комплексу потребує вибору серед існуючих та розробки нових інформативних показників, що дозволяють поєднати багатофакторну систему «техногенний об'єкт (нафтогазова свердловина) – навколишнє природне середовище» показниками впливу на довкілля, обсяги й собівартість продукції, регіональні аспекти, інвестиційний клімат для природоохоронних проектів,

соціальну значущість тощо. Розробка показників повинна базуватись на наступних принципах: простота розрахунків; інформативність; комплексність; порівнянність; можливість використання непараметрованої та важкопараметрованої інформації; експертний підхід; рейтингова оцінка.

В результаті оцінювання формується система показників, які є діагностичним інструментарієм у визначенні екологічної політики підприємства та встановлення екологічної конкурентоспроможності підприємства. Окрім того, система показників дає змогу розглядати з різних поглядів фінансові механізми екологічної діяльності й вирішувати оптимізаційні завдання [307].

Часто причинами помилок є конструктивні недоліки обладнання робочого місця або похибки у підготовці чи в інструктажі кадрів. Повністю виключити помилки людини неможливо, тому вдосконалення конструкцій, підготовка, навчання, тренування працівників для набуття ними більшого досвіду – вкрай важливі у професійній діяльності людей [201]. Інформаційна підтримка в даному випадку є важливим ресурсом для персоналу різних рівнів, а також для населення. Прикладом такої інформаційної системи є Pollution Prevention Information Clearinghouse (PPIC), метою якої є скорочення та усунення промислових забруднювачів за допомогою освіти і підвищення обізнаності громадськості [53]. Дана інформаційна служба допомагає підприємствам у скороченні промислових відходів шляхом надання консультацій та довідок. В Україні існують окремі організації, які працюють в напрямку підтримки прийняття екологічно ефективних рішень, однак ще невідпрацьована мережа та недосконало відпрацьована специфіка окремих галузей [317].

Основні дії для реалізації зазначених принципів на об'єктах нафтогазовидобувної галузі, а зокрема на свердловинах повинні спрямовуватися в наступному напрямку:

- скорочення супутніх (технологічно не запланованих та неконтрольованих) емісій поллютантів в довкілля з устаткування під час технологічних процесів;

- ресурсозбереження – скорочення використання енергетичних ресурсів під час протікання технологічних процесів та речовини для виготовлення устаткування;

- розроблення устаткування блочного типу, яке дозволяє проводити тільки заміну блоків, що вийшли з ладу з можливістю їх ремонту та повернення у робочий процес;

- врахування впливу на довкілля всього життєвого циклу устаткування при виборі для виробничого процесу (рівень екологічної ефективності при виготовленні устаткування, його експлуатаційні характеристики з екологічної точки зору та шляхи утилізації (рециркуляції) після завершення терміну експлуатації або виходу з ладу).

- розроблення нових взірців устаткування або модернізація існуючих в напрямку екологізації виробництва.

6.1.2 Стратегія зменшення забруднення довкілля на етапах життєвого циклу нафтогазових свердловин

Фактичні дані щодо забруднення навколишнього середовища об'єктами нафтогазовидобувної галузі підтверджують необхідність спрямовувати стратегію діяльності нафтогазовидобувних об'єктів на екологічно-безпечні технології протягом всього життєвого циклу [346, 31]. Життєвий цикл нафтогазової свердловини є довготривалим з великою кількістю технологічних процесів та устаткування, що обумовлює необхідність аналізу кожного етапу та вибору шляхів скорочення шкідливих впливів. Тому вибір методології оцінки життєвого циклу є перспективним стратегічним інструментом для покращення показників екологічної безпеки процесів спорудження свердловин та нафтогазовидобутку і має ряд переваг як інструменту забезпечення еко-ефективності нафтогазовидобувних об'єктів:

- метод ОЖЦ дозволяє прослідкувати послідовні та пов'язані етапи в життєвому циклі нафтогазовидобувного об'єкту, що дає можливість його досліджувати як багатофакторну систему;
- завдяки методу ОЖЦ можна підвищити ефективність використання ресурсів, знижуючи шкідливість процесу видобування нафти і газу;
- ОЖЦ допомагає встановити найбільш навантажені вхідними та вихідними потоками стадії життєвого циклу нафтогазовидобувних об'єктів і сформулювати концепцію еко-ефективного видобування нафти і газу.
- метод ОЖЦ демонструє неперервність у вдосконаленні елементів життєвого циклу нафтогазовидобувних об'єктів, що дозволяє запобігати виникненню аварійних ситуацій.

Різноманітність устаткування для спорудження свердловини та видобутку нафти і газу, умови їх експлуатації та наявність агресивних середовищ зумовлюють високий ризик небезпечних для довкілля сценаріїв. Тому аналіз екологічних ризиків в життєвому циклі об'єктів нафтогазовидобувної галузі, зокрема ризик виникнення несприятливих для довкілля ситуацій при спорудженні свердловини, для прикладу газонафтоводопроями та відкриті фонтани, повинен бути безперервним процесом для забезпечення результативного прийняття управлінських рішень. Аналізування полягає в зібранні, узагальненні, прогнозуванні, виявленні, припиненні та запобіганні негативних ефектів у навколишньому середовищі.

На даний час відбувається накопичення виведених з експлуатації та занедбаних нафтогазових свердловин, частина з яких ніде не облікується, що створює потенційний ризик для довкілля. При цьому відмічається зростання вхідних і вихідних потоків на пізніх стадіях експлуатації родовищ. Тому, виникає необхідність розроблення стратегічних рішень, які базуються на принципах еко-ефективності для запобігання забруднення довкілля протягом життєвого циклу нафтогазових свердловин.

Основними позиціями Стратегії є:

- кожен етап життєвого циклу аналізувати на можливість скорочення не тільки вихідних потоків (емісій, скидів, відходів тощо), а й зменшення вхідних потоків, що передбачає ресурсозбереження та ефективне використання енергії. Досягнення таких ефектів можливе при модернізації існуючих технології та устаткування;

- постійний контроль свердловин, виведених з експлуатації шляхом розроблення інноваційних тактик їх залучення в життєвий цикл енергетичних потоків;

- скорочення ризику виникнення аварійних ситуацій шляхом проведення моніторингу стану устаткування: вчасне діагностування та вибір критеріїв досконалості устаткування;

- розроблення прогностичних оцінок при аварійних ситуаціях, зокрема при газонафтоводопроявах та відкритих фонтанах, що дозволить приймати ефективні управлінські рішення для швидкої локалізації аварії та скороченню негативних екологічних ефектів на навколишнє природне середовище. Для досягнення таких результатів необхідно використовувати вдосконалену математичну базу та розроблений програмно-моделюючий комплекс;

- формування системи управління екологічною безпекою на всіх етапах життєвого циклу нафтогазових свердловин, яка базується на принципах стійкого розвитку, еко-ефективності та постійного вдосконалення шляхом адаптації передових практик розвинених країн та напрацювання власних управлінських підходів.

6.2 Розроблення методичних засад запобігання екологічно небезпечним процесам на об'єктах нафтогазовидобутку

6.2.1 Екологічна досконалість технології нафтогазовидобутку

В Розділі 1 зазначалося, що 43,8% зареєстрованих випадків профзахворювань є наслідком недосконалості механізмів, робочого інструменту і технологічного процесу.

Технологічний процес та технологічне устаткування є складовими всіх виробничих процесів в ході життєвого циклу нафтогазової свердловини, який характеризується великою кількістю складових елементів з багатьма функціональними зв'язками, великою динамічністю та високою складністю. Глобальні, кінцеві і часткові цілі процесу досягаються за допомогою технологічних процесів [110].

В законодавстві України наведено визначення понять «технологія», «технологічний процес» та «технологічне устаткування» наступним чином:

технологія - результат науково-технічної діяльності, сукупність систематизованих наукових знань, технічних, організаційних та інших рішень про перелік, строк, порядок та послідовність виконання операцій, процесу виробництва та/або реалізації і зберігання продукції, надання послуг [261];

технологічний процес - частина виробничого процесу, яка складається з дій, спрямованих на зміну та (чи) визначення стану предмета праці [262];

технологічне устаткування - засоби технологічного спорядження, у яких для виконання певної частини технологічного процесу розміщують матеріали або заготовки, засоби дії на них, а також технологічне оснащення [262].

Практичне використання будь-якої технології відбувається через формалізовану доцільну сукупність дій, спрямованих на зміну форми, розмірів, стану, структури, місце розташування предмета праці, яка являє собою технологічний процес. На рис. 6.2 наведено види технологічних процесів [111].

Технологічні процеси життєвого циклу нафтогазової свердловини залежать від технологій спорудження свердловин, експлуатації, ремонту тощо.



Рисунок 6.2 – Види технологічних процесів [111]

Технологічні процеси, які лежать в основі нафтогазовидобутку, підготовки, транспортування та переробки вуглеводнів формуються із значної кількості окремих елементів (матеріальних частин) – технологічного устаткування та стадій, що є просторово-часовою характеристикою.

Одні технологічні процеси можуть впливати на довкілля прямопропорційно їх тривалості, екологічно небезпечна дія інших може продовжуватися і після завершення технологічного процесу. Так, наприклад емісії бурового розчину під час промивання свердловини продовжується і після завершення даного технологічного процесу, оскільки буровий розчин може залишатися у жолобовій системі. На рисунку 6.3 наведено схему технологічного процесу як сукупність операцій і елементарних процесів.

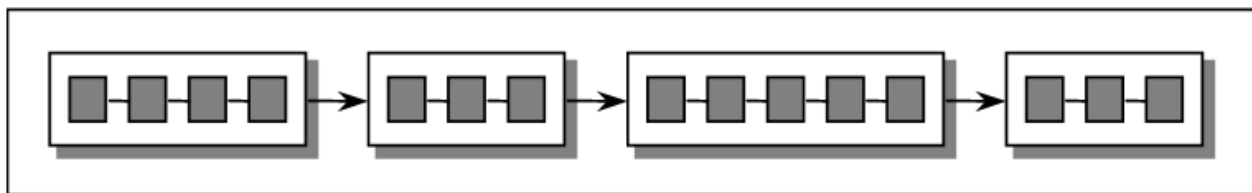


Рисунок 6.3 – Схема технологічного процесу як сукупність операцій і елементарних процесів [111].

Згідно рисунку 6.4 для формування екологічно безпечного виробництва в основі управлінського процесу одним з основних критеріїв повинен бути критерій екологічної досконалості (ВЗ згідно табл. 2.5) починаючи від вибору устаткування, яке забезпечує технологічний процес, до технології, яка може складатися з ряду технологічних процесів.

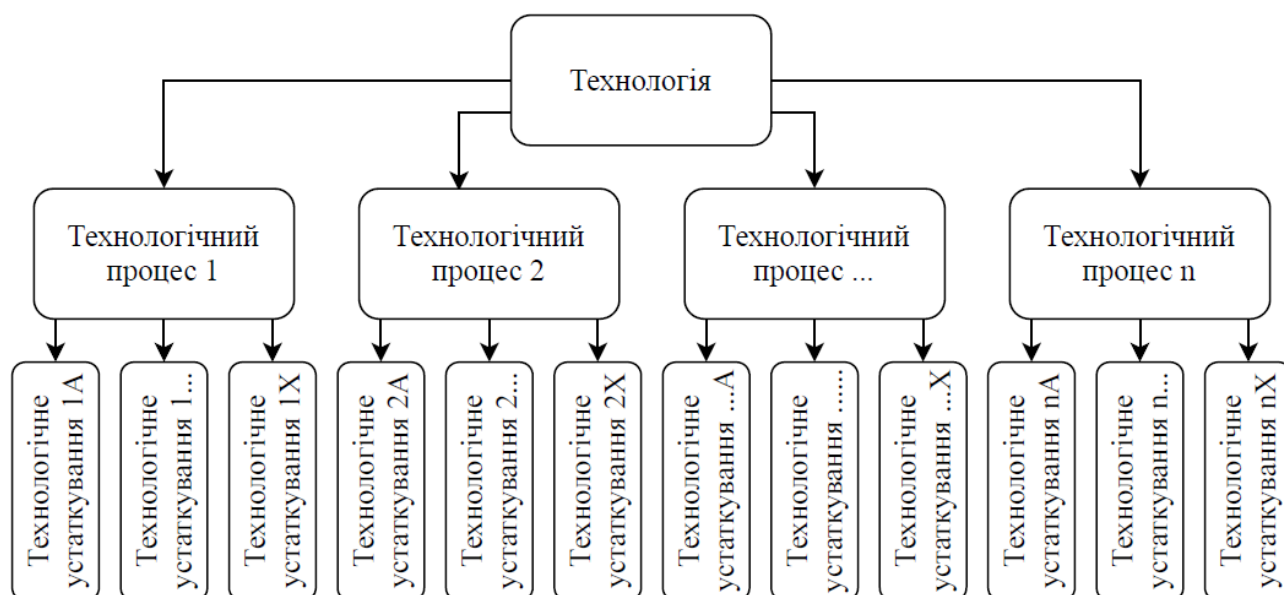


Рисунок 6.4 – Фрагмент виробничого процесу в життєвому циклі нафтогазової свердловини

Підвищення рівня екологічної безпеки можливе при виборі технологічного устаткування та просторово-часових характеристик його експлуатації, які розроблені з врахуванням скорочення впливів на навколишнє природне середовище.

Для можливості вибору екологічно досконалого устаткування необхідно розробити методику, яка дозволяє ідентифікувати рівень екологічної

досконалості устаткування. Необхідністю розроблення системи оцінювання зумовлена також і вимогами Стратегії реформування системи публічних закупівель («дорожня карта»), що затверджена розпорядженням Кабінету Міністрів України від 24.02.2016 № 175-р на виконання зобов'язань України щодо Угоди про асоціацію з ЄС. Згідно зі статтею 152 Угоди про асоціацію Україна – ЄС, Україна зобов'язана до 2020 року впровадити в систему закупівель на законодавчому рівні вимоги, що забезпечать більшу інтеграцію екологічних критеріїв на основі відповідних стандартів до виконавців або до закуповуваних для державних потреб товарів, послуг чи робіт [260]. Як зазначалося вище, визначення ГДК є необхідним етапом контролю, однак це є контроль наслідків діяльності, тобто вихідних потоків. Важливим є моніторинг і контроль вхідних потоків, тобто вибір екологічно досконалих технологій та устаткування для їх реалізації, що є основним чинником скорочення вихідних потоків.

6.2.2 Моніторинг енергетичної ефективності виробничих процесів життєвого циклу свердловини

Спорудження свердловини та підтримування її робочого стану пов'язане із значними затратами енергії. Енергія у вигляді пального необхідна для транспортування устаткування та матеріалів, а також для забезпечення технологічних операцій під час всіх етапів життєвого циклу свердловини. В залежності від проектної глибини свердловини, її конструкції змінюються показники енергетичних витрат, які впливають на формування шкідливих викидів. Глибина свердловини та її конструкція відіграють важливе значення щодо енергетичних затрат (рис. 6.5).

Енергетичні витрати для забезпечення функціонування на етапі спорудження свердловини E_c визначається наступним чином:

$$E_{cc} = E_A + E_n + E_p \quad (6.1)$$

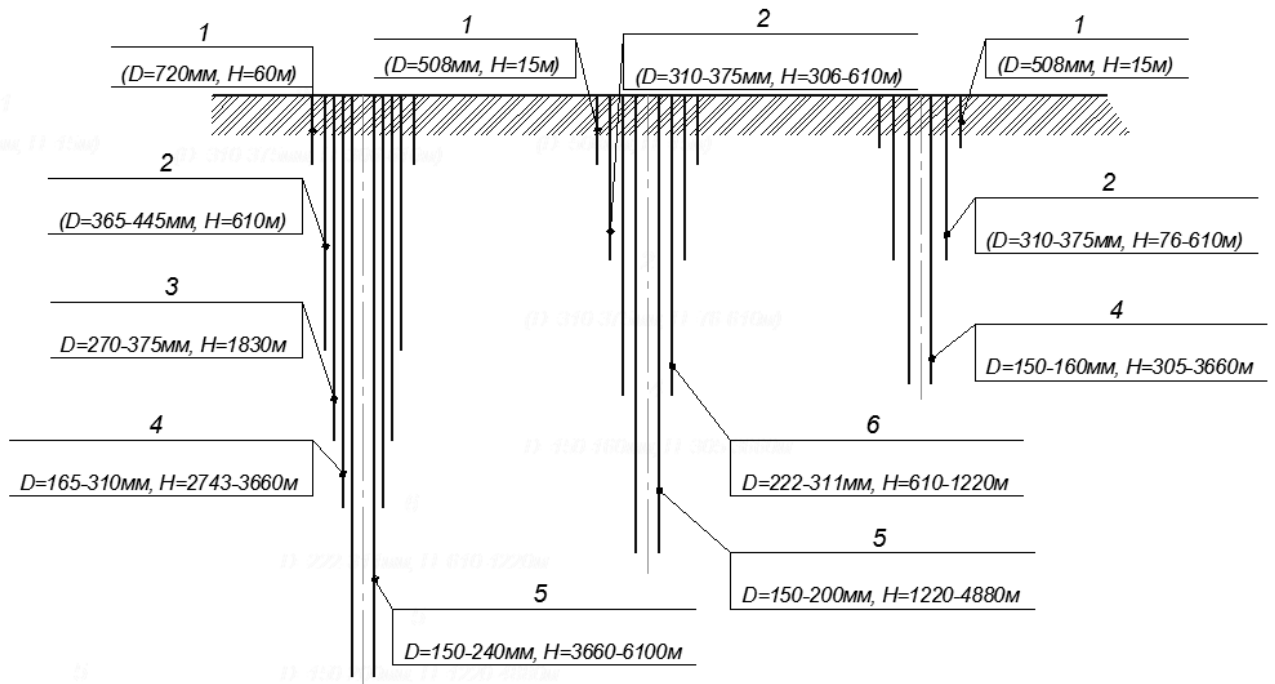


Рисунок 6.5 – Схема конструкцій свердловин при складній, середній та простій конструкції: 1 – кондуктор; 2 – обсадна колона; 3 - I проміжна обсадна колона; 4 – II проміжна обсадна колона; 5 – експлуатаційна обсадна колона; 6 – проміжна обсадна колона

Де E_A – енергія, необхідна для роботи устаткування, що обслуговує свердловину (обертання стола ротора, робота циркуляційних насосів);

E_{Π} – первинна енергія використання палива, що використовується для забезпечення функціонування свердловини.

E_p – енергія, необхідна для проведення ремонтних робіт (планових та позапланових)

$$E_A = E_{рт} + E_{\Pi} + E_{СПО} \quad (6.2)$$

Де $E_{рт}$ - енергія, що необхідна для обертання стола ротора;

E_{Π} – енергія, що необхідна для роботи циркуляційних насосів;

$E_{СПО}$ – енергія, необхідна для спуско-підймальних операцій;

E_r – енергія, необхідна для проведення гідророзриву.

$$E_{\Pi} = E_r + E_o \quad (6.3)$$

E_T – енергія, що використовується для транспортування матеріалів та устаткування.

$E_{оп}$ – енергія для обслуговування персоналу.

Енергетичні витрати на етапі експлуатації свердловини E_{ec} формуються за рахунок енергії, що використовується для перевезення та встановлення устаткування фонтанної арматури, проведення випробування та облаштування на свердловині шлейфів транспортування продукції до пунктів збору (установка комплексної підготовки газу), а також енергії для обслуговування експлуатації свердловини E_o (в тому числі комплекс досліджень і систематичних вимірів для контролю за розробкою). На завершальних етапах експлуатації використовуються різні методи інтенсифікації. Їх проведення вимагає енергетичних затрат E_i для транспортування матеріалів та роботи спецагрегатів. Тому сумарні енергетичні затрати цього етапу будуть становити:

$$E_{ec} = E_T + E_o + E_p + E_i \quad (6.4)$$

Енергетичні витрати виникають при ліквідації аварійних ситуацій, плановому капітальному ремонті свердловини та ремонтах, які виникають в ході життєвого циклу. Зазначені операції є складними та багатоетапними і залежать від конкретно встановлених цілей, при цьому енергетичні затрати можуть мати різноманітні значення в залежності від типу та кількості одиниць автотранспорту і залучених агрегатів. Зазначені етапи характеризуються індивідуальною специфікою кожної окремої ситуації.

Енергетичні витрати етапу виведення свердловини з експлуатації E_{vc} зумовлені причинами та терміном виведення, а також методом, яким планується припинити функціонування свердловини.

$$E_{vc} = E_T + E_o + E_p \quad (6.5)$$

При цьому залучається спецавтотранспорт для перевезення матеріалів і устаткування та агрегати для виведення з експлуатації свердловини.

Моніторинг енергетичних затрат на всіх етапах життєвого циклу свердловини повинен бути спрямований на їх скорочення вхідних енергетичних потоків і підвищення рівня енергоефективності. Такі дії дозволять скорочувати

вихідні потоки у вигляді емісій в атмосферне повітря парникових газів та інших шкідливих речовин.

6.2.3 Методика визначення екологічної досконалості однотипного нафтогазового устаткування

Пропонується методика, яка базується на вимогах ряду директив ЄС: Рамкова Директива № 2008/98/ЄС Європейського парламенту та Ради від 19 листопада 2008 р. “Про відходи та скасування деяких директив”, Директива 2008/50/ЄС Європейського Парламенту та Ради від 21 травня 2008 року про якість атмосферного повітря та чистіше повітря для Європи, де визначено основні вимоги до запобігання або зниження негативних наслідків при виробленні та управлінні відходами, а також зменшення загального впливу використання ресурсів та підвищення ефективності такого використання, наведені цільові показники та довгострокові цілі забезпечення ефективного захисту проти шкідливих впливів на здоров'я людини, рослинність та екосистеми від негативного впливу забруднюючих речовин в довкіллі.

Визначення екологічної досконалості устаткування пропонується на основі встановлення *індексу екологічної досконалості ІЕЕ (The index of environmental excellence)*. Основною характеристикою ІЕЕ є показники устаткування етапів виготовлення, експлуатації та утилізації. Відповідно формуються наступні групи показників:

- екологічні показники виготовлення устаткування;
- екологічні експлуатаційні показники;
- утилізаційні показники.

Зазначені показники відображають етапи життєвого циклу устаткування (виготовлення, експлуатація, утилізація) шляхом визначення індексу екологічної досконалості (Index of environmental excellence) ІЕЕ взірця устаткування. Кожен етап передбачає встановлення ІЕЕ, відповідно: ІЕЕ_р (production - виготовлення), ІЕЕ_е (exploitative - експлуатаційні), ІЕЕ_т (recycling - утилізаційні).

Вибір показників здійснюється в залежності від групи нафтогазовидобувного устаткування та специфіки виробничих процесів в яких воно задіяне.

Високі темпи розвитку нафтогазовидобувної промисловості приводять до швидкого темпу оновлення устаткування, а також розроблення нових типів, розмірів та конструкцій. При оцінюванні однотипних взірців виникає необхідність опрацювання показників з різними одиницями вимірювання. Методично найбільш зручно такі дані оцінювати за допомогою рангової шкали вимірювання [281].

При порівнянні ІЕЕ вибираються однотипні взірці устаткування і проводиться вибір критеріїв, які найбільш широко відображають процеси виробництва, експлуатації та утилізації обраного однотипного устаткування. Подальша обробка інформації проводиться з числовими значеннями на основних етапах життєвого циклу оцінюваного устаткування.

Для кількісного оцінювання екологічної досконалості однотипних взірців нафтогазового устаткування розробляються матриці оцінювання екологічної досконалості в процесі виготовлення – Таблиця 6.5, в процесі експлуатації – Таблиця 6.6 та в процесі утилізації – Таблиця 6.7.

Встановлюються критерії, згідно яких буде оцінюватися досконалість кожного однотипного взірця:

- в процесі виготовлення: I_e - показник емісії питомих викидів; I_w - питомий показник утворення відходів; I_{ec} – показник питомої енергоємності; I_{em} – показник питомої матеріаломісткості та I_u – непередбачуваний показник, який може появитись у певного типу устаткування;

- в процесі експлуатації: I_p - показник забруднення довкілля, який передбачається для устаткування, конструктивні та експлуатаційні характеристики якого під час експлуатації зумовлюють утворення забруднюючих речовин, що мають можливість вільно надходити в довкілля і створювати ризик небезпечних екологічних ефектів;

Таблиця 6.5 – Матриця оцінювання рівня екологічної досконалості однотипних взірців нафтогазового устаткування в процесі їх виготовлення

№п/п	Критерії оцінювання екологічної досконалості взірців нафтогазового устаткування в процесі виготовлення					Індекс екологічної досконалості на етапі виготовлення (ІЕЕ _p)
	Показник емісії (питомий викид), I _e	Питомий показник утворення відходів, I _w	Показник питомої енергоємності, I _{ec}	Показник питомої матеріаломісткості, I _{em}	Непередбачуваний показник, I _u	
1	R_{e1} I _e · R _{e1} = IEE _{e1}	R_{w1} I _w · R _{w1} = IEE _{w1}	R_{ec1} I _{ec} · R _{ec1} = IEE _{ec1}	R_{em1} I _{em} · R _{em1} = IEE _{em1}	R_{u1} I _u · R _{u1} = IEE _{u1}	IEE _{e1} + IEE _{w1} + IEE _{ec1} + + IEE _{em1} + IEE _{u1} = IEE _{p1}
2	R_{e2} I _e · R _{e2} = IEE _{e2}	R_{w2} I _w · R _{w2} = IEE _{w2}	R_{ec2} I _{ec} · R _{ec2} = IEE _{ec2}	R_{em2} I _{em} · R _{em2} = IEE _{em2}	R_{u2} I _u · R _{u2} = IEE _{u2}	IEE _{e2} + IEE _{w2} + IEE _{ec2} + + IEE _{em2} + IEE _{u2} = IEE _{p2}
3	R_{e3} I _e · R _{e3} = IEE _{e3}	R_{w3} I _w · R _{w3} = IEE _{w3}	R_{ec3} I _{ec} · R _{ec3} = IEE _{ec3}	R_{em3} I _{em} · R _{em3} = IEE _{em3}	R_{u3} I _u · R _{u3} = IEE _{u3}	IEE _{e3} + IEE _{w3} + IEE _{ec3} + + IEE _{em3} + IEE _{u3} = IEE _{p3}
4	R_{e4} I _e · R _{e4} = IEE _{e4}	R_{w4} I _w · R _{w4} = IEE _{w4}	R_{ec4} I _{ec} · R _{ec4} = IEE _{ec4}	R_{em4} I _{em} · R _{em4} = IEE _{em4}	R_{u4} I _u · R _{u4} = IEE _{u4}	IEE _{e4} + IEE _{w4} + IEE _{ec4} + + IEE _{em4} + IEE _{u4} = IEE _{p4}

Таблиця 6.6 – Матриця оцінювання рівня екологічної досконалості однотипних вірців нафтогазового устаткування в процесі їх експлуатації

№п/п	Критерії оцінювання екологічної досконалості вірців нафтогазового устаткування в процесі експлуатації								Індекс екологічної досконалості на етапі експлуатації (IEE _e)
	Показник забруднення довкілля, I _p	Показник питомої енергоємності, I _{ec}	Показник питомої витрати паливо-мастильних матеріалів, I _m	Показник транспортability, I _t	Показник надійності в роботі, I _w	Показник зручності в обслуговуванні, I _s	Непередбачуваний показник, I _u		
1	R_{p1} I _p · R _{p1} = IEE _{p1}	R_{ec1} I _{ec} · R _{ec1} = IEE _{ec1}	R_{m1} I _m · R _{m1} = IEE _{m1}	R_{t1} I _t · R _{t1} = IEE _{t1}	R_{w1} I _w · R _{w1} = IEE _{w1}	R_{s1} I _s · R _{s1} = IEE _{s1}	R_{u1} I _u · R _{u1} = IEE _{u1}		IEE _{p1} + IEE _{ec1} + + IEE _{m1} + IEE _{t1} + + IEE _{w1} + IEE _{s1} + + IEE _{u1} = IEE _{e1}
2	R_{p2} I _p · R _{p2} = IEE _{p2}	R_{ec2} I _{ec} · R _{ec2} = IEE _{ec2}	R_{m2} I _m · R _{m2} = IEE _{m2}	R_{t2} I _t · R _{t2} = IEE _{t2}	R_{w2} I _w · R _{w2} = IEE _{w2}	R_{s2} I _s · R _{s2} = IEE _{s2}	R_{u2} I _u · R _{u2} = IEE _{u2}		IEE _{p2} + IEE _{ec2} + + IEE _{m2} + IEE _{t2} + + IEE _{w2} + IEE _{s2} + + IEE _{u2} = IEE _{e2}
3	R_{p3} I _p · R _{p3} = IEE _{p3}	R_{ec3} I _{ec} · R _{ec3} = IEE _{ec3}	R_{m3} I _m · R _{m3} = IEE _{m3}	R_{t3} I _t · R _{t3} = IEE _{t3}	R_{w3} I _w · R _{w3} = IEE _{w3}	R_{s3} I _s · R _{s3} = IEE _{s3}	R_{u3} I _u · R _{u3} = IEE _{u3}		IEE _{p3} + IEE _{ec3} + + IEE _{m3} + IEE _{t3} + + IEE _{w3} + IEE _{s3} + + IEE _{u3} = IEE _{e3}
4	R_{p4} I _p · R _{p4} = IEE _{p4}	R_{ec4} I _{ec} · R _{ec4} = IEE _{ec4}	R_{m4} I _m · R _{m4} = IEE _{m4}	R_{t4} I _t · R _{t4} = IEE _{t4}	R_{w4} I _w · R _{w4} = IEE _{w4}	R_{s4} I _s · R _{s4} = IEE _{s4}	R_{u4} I _u · R _{u4} = IEE _{u4}		IEE _{p4} + IEE _{ec4} + + IEE _{m4} + IEE _{t4} + + IEE _{w4} + IEE _{s4} + + IEE _{u4} = IEE _{e4}

Таблиця 6.7 – Матриця оцінювання рівня екологічної досконалості однотипних взірців нафтогазового устаткування в процесі їх утилізації

№п/п	Критерії оцінювання екологічної досконалості взірців нафтогазового устаткування в процесі утилізації				Індекс екологічної досконалості на етапі утилізації (IEE _r)
	Показник компонентності, I _c	Показник можливості повторної переробки, I _r	Показник наявності відходів іонізційного випромінювання, I _i	Непередбачуваний показник, I _u	
1	R_{c1} I _c · R _{c1} = IEE _{c1}	R_{r1} I _r · R _{r1} = IEE _{r1}	R_{i1} I _i · R _{i1} = IEE _{i1}	R_{u1} I _u · R _{u1} = IEE _{u1}	IEE _{c1} + IEE _{r1} + IEE _{i1} + IEE _{u1} = IEE _{r1}
2	R_{c2} I _c · R _{c2} = IEE _{c2}	R_{r2} I _r · R _{r2} = IEE _{r2}	R_{i2} I _i · R _{i2} = IEE _{i2}	R_{u2} I _u · R _{u2} = IEE _{u2}	IEE _{c2} + IEE _{r2} + IEE _{i2} + IEE _{u2} = IEE _{r2}
3	R_{c3} I _c · R _{c3} = IEE _{c3}	R_{r3} I _r · R _{r3} = IEE _{r3}	R_{i3} I _i · R _{i3} = IEE _{i3}	R_{u3} I _u · R _{u3} = IEE _{u3}	IEE _{c3} + IEE _{r3} + IEE _{i3} + IEE _{u3} = IEE _{r3}
4	R_{c4} I _c · R _{c4} = IEE _{c4}	R_{r4} I _r · R _{r4} = IEE _{r4}	R_{i4} I _i · R _{i4} = IEE _{i4}	R_{u4} I _u · R _{u4} = IEE _{u4}	IEE _{c4} + IEE _{r4} + IEE _{i4} + IEE _{u4} = IEE _{r4}

I_{ec} – показник питомої енергоємності; I_m - питомий розхід паливо-мастильних матеріалів; I_t – показник транспортабельності; I_w - показник надійності в роботі; I_s - показник зручності в обслуговуванні та I_u - непередбачуваний показник.

- в процесі утилізації: I_c – показник компонентності (полікомпонентний або монокомпонентний); I_r – показник можливості повторної переробки; I_i – показник наявності відходів іонізаційного випромінювання; I_u - непередбачуваний показник.

В таблицях 6.8 - 6.10 наводяться характеристики типових показників для встановлення рівня екологічної досконалості однотипних взірців.

Таблиця 6.8 – Характеристики типових показників екологічної досконалості на етапі виготовлення устаткування

Показники екологічної досконалості	Одиниці виміру	Примітка
Показник емісії (питомий викид), I_e	Кількість забруднюючої речовини/од. виробу	Типова методика визначення питомих викидів від основних виробництв по галузях промисловості
Питомий показник утворення відходів, I_w	Обсяг відходів/од. виробу	Обсяг відходів при виготовленні одиниці устаткування
Показник питомої енергоємності, I_{ec}	кВт* год/од. виробу	Кількість енергії, необхідної для виготовлення одиниці устаткування
Показник питомої матеріаломісткості, I_{em}	кг (т)/ од. виробу	Маса матеріалів для виготовлення одиниці устаткування

Показник емісії (питомий викид) — величина, яка встановлює залежність між кількістю забруднюючої речовини (або їх суміші), що викидається в атмосферне повітря та діяльністю, пов'язаною з цим викидом. Показники емісії забруднюючих речовин в атмосферне повітря від виробничих процесів підприємства розробляються відповідно до Податкового кодексу України №2755-VI від 02.12.2010 р. зі змінами та доручення Кабінету Міністрів України від 02.09.99 р. за №19542/16 з урахуванням європейського Керівництва ЕМЕР/ЕЕА з інвентаризації викидів. Розрахунки питомих викидів виконуються

на основі Типової методики визначення питомих викидів від основних виробництв по галузях промисловості, яка затверджена в Мінприроди України 25.12.2000 р.

Експлуатаційні показники екологічної досконалості вибираються відповідно до функціональних характеристик устаткування. Вони повинні відображати впливи на довкілля, що можуть здійснюватися конструкцією та принципами дії устаткування.

Таблиця 6.9 – Характеристики типових показників екологічної досконалості на етапі експлуатації устаткування

Показники екологічної досконалості	Одиниці виміру	Примітка
Показник забруднення довкілля, I_p	Залежно від типу полютанта	Встановлюється в залежності від потенційних шляхів утворення емісій при експлуатації заданого устаткування
Показник питомої енергоемності, I_{ec}	кВт* год/один виробничий цикл	Кількість енергії необхідної для проведення одного виробничого циклу
Питомий показник витрати палив-мастильних матеріалів, I_m	г/кВт.год.	Визначається при роботі устаткування
Показник транспортабельності, I_t	грн./км	Визначається пристосованість устаткування до перевезень, середня тривалість і вартість підготовки до перевезень, вантажно-розвантажувальних робіт, середня матеріаломісткість упакування, трудові ресурси.
Показник надійності в роботі, I_w	Безвідмовність за заданий часовий проміжок	Передбачає врахування властивостей безвідмовності, ремонтпридатності, збереженості та довговічності
Показник зручності в обслуговуванні, I_s		Визначаються параметри устаткування, що впливають на працездатність людини під час експлуатації виробів

Таблиця 6.10 – Характеристики типових показників екологічної досконалості на етапі утилізації устаткування

Показники екологічної досконалості	Одиниці виміру	Примітка
Показник компонентності, I_c	Полікомпонентний / Монокомпонентний	Встановлюється кількість різнорідних матеріалів, що використані для виготовлення устаткування. Менше компонентів спрощує утилізацію.
Показник можливості повторної переробки, I_r	Так/ні/частково	Визначає можливість рециклінгу матеріалів, з яких виготовлене устаткування
Показник приналежності до відходів іонізаційного випромінювання, I_i	Так/ні	

Показники І критеріїв генерують стовпці матриці (таблиця 6.5 - 6.7). Кожному показнику, залежно від його відносної екологічної вагомості надається ваговий коефіцієнт, що знаходиться в межах від 0 до 1. Сума всіх вагових коефіцієнтів повинна дорівнювати 1 окремо для кожного із етапів життєвого циклу устаткування (виготовлення, експлуатація, утилізація). Числове значення вагових коефіцієнтів критерію заноситься у відповідну клітинку матриці. Нехай для першого взірця $I_e=0,3$; $I_w=0,2$; $I_{ec}=0,2$; $I_{em}=0,3$. Тоді:

$$I = I_e + I_w + I_{ec} + I_{em} = 0,3 + 0,2 + 0,2 + 0,3 = 1$$

Кожному типу взірця устаткування залежно від того на скільки він відповідає вимогам вибраних екологічних критеріїв присвоюється відповідна кількість балів R (rank) за 10-ти бальною шкалою і заноситься у відповідні клітинки матриці. При цьому значення характеристики, що погіршує рівень екологічної безпеки (РЕБ) одержує мінімальний бал, а значення характеристик, які покращують РЕБ одержують максимальний бал. Наприклад, для першого взірця: $R_{e1}=8$; $R_{w1}=6$; $R_{ec1}=4$; $R_{em1}=6$ (Таблиця 6.5 - 6.7).

Характеристикам, які не мають числових значень R , а описуються поняттями «наявність» або «відсутність» або іншим формулюванням, яке має протилежні смислові значення для присвоєння їм числових значень R_{ij} (i – i характеристики j - го зразка устаткування) при умові наприклад «наявність» - підвищує рівень екологічної безпеки, а «відсутність» - знижує, пропонується використовувати наступний підхід:

$$R_{ij} = \begin{cases} 10, i - \text{"наявність"} \\ 0, i - \text{"відсутність"} \end{cases} \quad (6.6)$$

А при умові «наявність» - знижує рівень екологічної безпеки, а «відсутність» - підвищує:

$$R_{ij} = \begin{cases} 0, i - \text{"наявність"} \\ 10, j - \text{"відсутність"} \end{cases} \quad (6.7)$$

Для кожного однотипного зірця устаткування по всіх стовпцях матриці визначається добуток вагового коефіцієнта на кількість балів, який заноситься у відповідні клітинки матриці. Наприклад для першого зірця:

$$IEE_{e1} = I_e \cdot R_{e1} = 0,3 \cdot 8 = 2,4;$$

$$IEE_{w1} = I_w \cdot R_{w1} = 0,2 \cdot 6 = 1,2;$$

$$IEE_{ec1} = I_{ec} \cdot R_{ec1} = 0,2 \cdot 4 = 0,8;$$

$$IEE_{em1} = I_{em} \cdot R_{em1} = 0,3 \cdot 6 = 1,2.$$

Для кожного однотипного зірця устаткування визначається індекс екологічної досконалості однотипного зірця на обраному етапі життєвого циклу шляхом сумування отриманих добутків і заноситься у відповідні клітинки останнього стовпця матриці. Наприклад, для першого зірця на етапі виготовлення IEE_{p1} одержується наступним чином:

$$IEE_{p1} = IEE_{e1} + IEE_{w1} + IEE_{ec1} + IEE_{em1} = 2,4 + 1,2 + 0,8 + 1,2 = 5,6.$$

Взірець устаткування, який отримав максимальну кількість балів на етапі виготовлення є екологічно досконалішим серед однотипних взірців устаткування на даному етапі. Аналогічно проводиться процедура для всіх взірців устаткування на етапах життєвого циклу устаткування згідно матриць наведених у таблицях 6.5 - 6.7.

Рівень екологічної досконалості встановлюється сумуванням індексів екологічної досконалості всіх етапів життєвого циклу (виготовлення, експлуатація, утилізація):

$$IEE = IEE_p + IEE_e + IEE_r \quad (6.8)$$

Зразку устаткування, який отримав максимальну кількість балів у сумі всіх етапів життєвого циклу присвоюється найвищий рівень екологічної досконалості серед однотипних взірців.

Запропоновані методичні підходи до формування системи запобігання небезпечним ситуаціям на об'єктах нафтогазового комплексу – нафтогазових свердловинах створюють основу для практичного розроблення нових взірців устаткування з рахуванням принципів екоефективності.

Висновки до розділу 6

1. Визначено принципи управління екологічною безпекою життєвого циклу нафтогазових свердловин та напрямки їх реалізації, які базуються на скорочення вхідних і вихідних потоків. Встановлено необхідність проведення контролю потоків як по вертикалі системи, так і по горизонталі, що дозволить охопити всі етапи життєвого циклу об'єкту нафтогазового комплексу. Запропоновано основні дії для реалізації зазначених принципів на нафтових і газових свердловинах.

2. Розроблено Стратегію зменшення забруднення довкілля протягом життєвого циклу нафтогазових свердловин, яка базується на принципах стійкого розвитку, еко-ефективності та постійного вдосконалення. Основою стратегії є підхід ОЖЦ, який забезпечує оцінку і контроль потоків різних етапів з

подальшими пропозиціями до вдосконалення, та скорочення як вхідних, так вихідних потоків.

3. Встановлено вплив екологічної досконалості технічних засобів та технологій на рівень екологічної безпеки процесів в нафтогазовому комплексі. Проаналізовано виробничі процеси в життєвому циклі нафтогазової свердловини. Проведено моніторинг енергетичної ефективності виробничих процесів ЖЦ свердловини, який дав змогу виокремити енергозатратні стадії виробництва. Представлено модель устаткування (деталей) з факторами, що формують їх еко-ефективність.

4. Розроблено методику визначення екологічної досконалості нафтогазового устаткування, яка дозволяє серед однотипних взірців устаткування вибрати найбільш екологічно досконалий. Основою методики є вибір критеріїв, характерних для обраного устаткування та порівняння їх показників на визначальних етапах життєвого циклу взірця (виготовлення, експлуатація, утилізація).

РОЗДІЛ 7

РОЗРОБКА ЗАХОДІВ ТА МЕТОДІВ ЗАПОБІГАННЯ РОЗВИТКУ НЕБЕЗПЕЧНИХ ПРОЦЕСІВ ЖИТТЄВОГО ЦИКЛУ НАФТОГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

7.1 Система запобігання забруднення довкілля на етапах життєвого циклу нафтогазових свердловин

7.1.1 Модель управління екологічною безпекою життєвого циклу нафтогазових свердловин

Управління екологічною безпекою об'єктів, типу «нафтогазова свердловина» передбачає реалізацію процесу, який характеризується багатофакторністю, не стаціонарністю ряду факторів, різносторонністю впливів та наслідків. На рис. 7.1 представлено модель управління екологічною безпекою нафтогазових свердловин. Варто зауважити, що дана модель має циклічний характер і ґрунтується на принципах управління екологічною безпекою, що наведені в розділі 6.2.2, а також в її основі лежить стратегія зменшення забруднення довкілля етапів життєвого циклу нафтогазових свердловин, представлена в розділі 6.2.3.

Інформація про об'єкт та стан навколишнього середовища надходить на ресурс, який представляє собою програмно-технічну систему. Інформаційна база повинна забезпечувати наступні позиції: - здатність інтеграції в існуючу систему управління нафтогазового комплексу; - уніфікація даних; - інформація про існуючий стан об'єкту; - інформація про прогностні оцінки впливу на довкілля та стан об'єкту; - постійне оновлення бази даних актуальною інформацією; - доступ до інформації для відповідних користувачів згідно виконуваних обов'язків та визначення загальнодоступної інформації; - відповідність інформації нормативним документам. Забезпечення принципу ризик-орієнтованого підходу реалізується з включенням в систему управління екологічною безпекою блоку прогностної оцінки ризиків. Даний блок забезпечується інформацією з бази даних,

а також блоку моніторингу стану екологічної безпеки. При цьому відбувається взаємо обмін інформаційними потоками та формування основи для вибору методів скорочення впливу на довкілля. Реалізація прогностичної оцінки передбачає використання відповідних комп'ютерних моделюючих систем, зокрема для прогнозування впливів аварійних ситуацій є доцільним використання розробленого моделюючого комплексу.

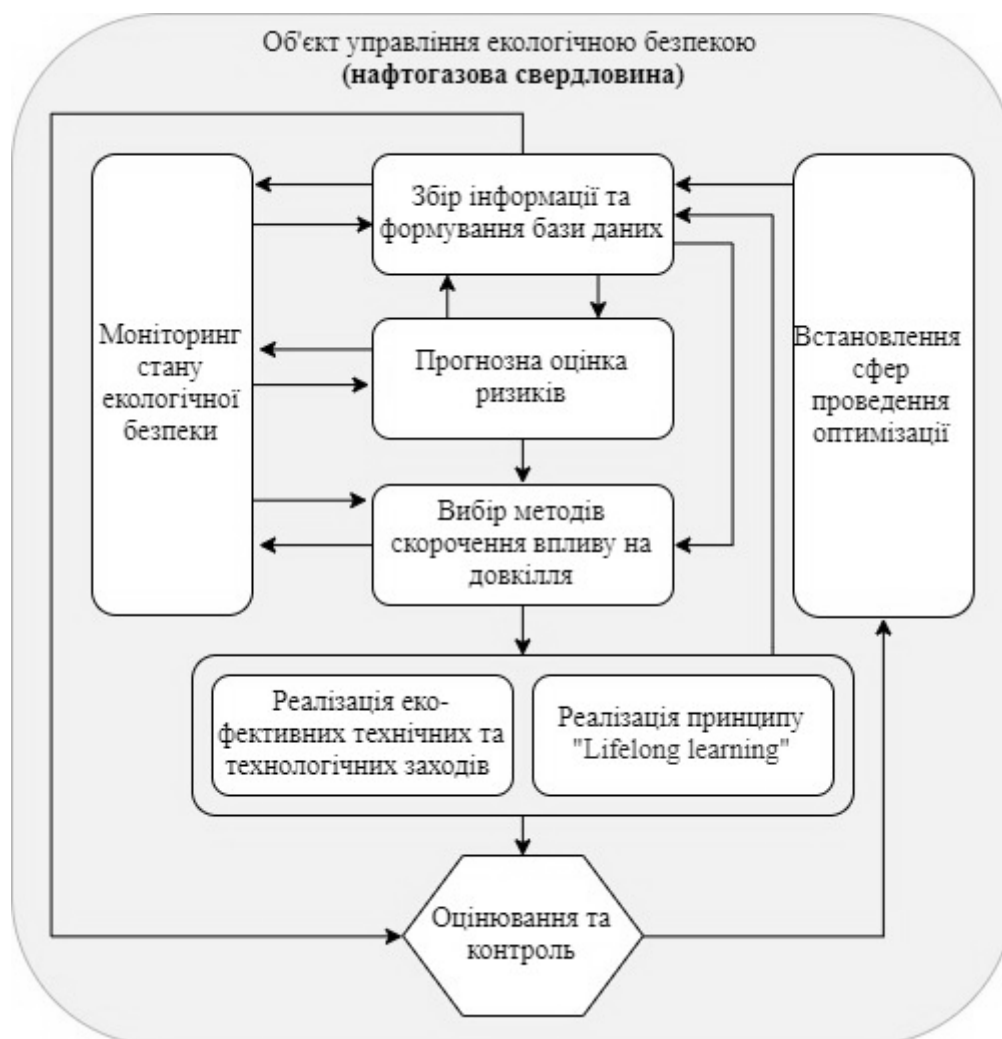


Рисунок 7.1 – Модель управління екологічною безпекою нафтогазової свердловини

Блок «Моніторинг стану екологічної безпеки» проводить оцінювання рівня екологічної безпеки та факторів, що її формують. Визначається рівень стійкості території та рівень небезпеки для довкілля і прилеглих населених пунктів. Оцінюються джерела утворення забруднення та за допомогою блоку

«Прогнозної оцінки ризиків» визначається потенційний рівень забруднення довкілля. Вся інформація надходить в блок «Збору інформації...».

Інформація з блоків «Моніторингу...», «Збору інформації...» та «Прогнозної оцінки ризиків» надходить в блок «Вибору методів скорочення впливу на довкілля». Даний блок представляє собою структурний елемент, в обов'язки якого входить аналіз інформації з вище перелічених блоків, а також оцінка даних існуючих методів, технологій та устаткування. Надалі відбувається тісна співпраця блоку «Вибору методів...» з блоком «Моніторингу...» та «Прогнозної оцінки...», що дозволяє здійснити вибір найбільш оптимальних шляхів скорочення шкідливих впливів на довкілля. Проводиться оцінка всіх відомих та потенційних джерел забруднення (в залежності від етапу життєвого циклу свердловини), розробляються схеми скорочення впливу на довкілля та запобігання можливим факторам, що створюють екологічну небезпеку. Рішення даного етапу узгоджуються із законодавчо-правовими нормами. При цьому одним з превентивних заходів повинно бути використання екологічно досконалого устаткування. Комплекс заходів формується у програму, яка реалізовується в наступному блоці, який складається з двох напрямків: техніко-технологічного та освітнього. Блок «Реалізації...» передбачає втілення програмних пунктів в життя. Індикатором результативності даного блоку є надходження оновленої інформації, яка демонструє, перш за все, зниження потенційного ризику виникнення небажаного екологічного ефекту, покращення стану або скорочення емісій від джерел екологічної небезпеки в блок «Збору інформації».

При цьому відбувається оцінка та контроль якості виконання програми в блоці «Оцінки та контролю». В даний блок надходить оперативна інформація, щодо показників екологічної безпеки. Це дозволяє оцінити рівень дієвості реалізовуваної програми і при виявленні ряду недоліків або нових факторів, що впливають на рівень екологічної безпеки у блоці «Встановлення сфер проведення оптимізації» сформувати новий цикл покращення рівня екологічної безпеки. При цьому, в даному блоці проводиться вивчення одержаних

результатів і стану техногенного об'єкта та визначаються елементи, які є суттєвими і не враховані або не вирішені у попередній програмі.

На рис. 7.2 наведено динаміку розвитку моделі управління екологічною безпекою нафтогазової свердловини, де відмічається її циклічність та прагнення до постійного вдосконалення в екологічному аспекті.

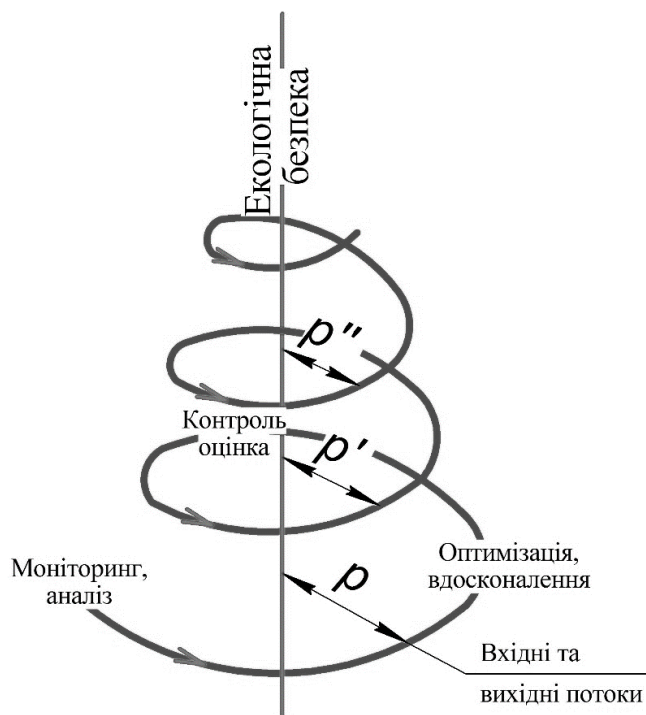


Рисунок 7.2 – Динаміка розвитку моделі управління екологічною безпекою нафтогазової свердловини

В процесі проведення оцінювання та контролю може бути виявлено невиконання всього обсягу дій запланованого в програмі. Такі факти оцінюються та визначаються причини їх виникнення. При визначенні об'єктивності причин невиконання оновлюється існуюча програма з врахуванням корективів. Якщо виникають причини необ'єктивного характеру, то в свою чергу це зумовлює встановлення важелів впливу у відповідності з нормативно-правовими актами та відповідальністю за невиконання.

Функціонування запропонованої моделі управління екологічною безпекою нафтогазової свердловини може реалізуватися за умови технічного забезпечення всіх складових системи управління. Так, в наявності повинні бути аналізатори навколишнього середовища, зокрема атмосферного повітря. Необхідним є

розроблення системи моніторингу та передачі інформації. Також повинна бути система обробки інформації, яка забезпечить опрацювання великої кількості різномірної інформації. Важливим є також блок засобів прогнозування потенційного поширення забруднення в різних середовищах. Такий підхід дозволить сформулювати простір постійного вдосконалення, що в свою чергу дасть можливість запобігти утворенню екологічно небезпечних чинників.

Є ряд непередбачуваних чинників, що впливають на рівень екологічної безпеки і можуть мати характер як природний, так і техногенний. При нафтогазовидобутку такими чинниками можуть бути: підвищена сейсмічність районів розробки нафтових і газових родовищ; зміщення берегової лінії в глибину материка за рахунок кліматичних змін, що передбачає затоплення значних територій на яких в даний час розташовуються свердловини. Такі фактори передбачають розробку окремих запобіжних заходів.

В реалізації запропонованої моделі управління екологічною безпекою важливу роль відіграють елементи управління, які поділяються на технічні, технологічні та соціогенні (рис. 7.3).



Рисунок 7.3 – Елементи системи екологічного управління нафтогазовими свердловинами

Технічні елементи управління передбачають використання сучасного або модернізацію існуючого нафтогазовидобувного устаткування, яке має високий рівень екологічної досконалості.

Тут доцільно уточнити поняття модернізації згідно із трактуванням в Наказі Про затвердження Правил охорони праці під час експлуатації вантажопідіймальних кранів, підіймальних пристроїв і відповідного обладнання [265]: «модернізація це - внесення змін у конструкцію обладнання, яке перебуває в експлуатації, що підвищують його безпечність, технічний рівень і поліпшують економічні характеристики шляхом заміни окремих складових частин на більш сучасні».

Елементи управління технологічного характеру дозволяють досягнути скорочення емісії за рахунок вибору оптимального режиму роботи устаткування. При цьому доцільно враховувати впливи зовнішніх факторів на поширення поллютантів і вибирати режим, який запобігає інтенсивній міграції забруднення.

Соціогенні елементи управління передбачають реалізацію принципу «Lifelong learning» - навчання впродовж життя та популяризацію екологічної свідомості працівників нафтогазової галузі всіх рівнів. В нафтогазовій сфері, де виникають потреби у залученню сучасних технологій, бо застарілі вже неефективні, екологічно-небезпечні, ресурсозатратні і не відповідають стандартам суспільства, що базується на векторі сталого розвитку є надзвичайно актуальним принцип екологічної «освіти впродовж життя» для всіх ієрархічних ланок нафтогазових установ.

Оскільки понад 70% аварійних нафтогазових фонтанів відбувається через порушення технологічного режиму буріння і неправильної установки і експлуатації превенторів [313] тобто некомпетентність обслуговуючого персоналу, варто проводити систематичне підвищення кваліфікації персоналу [345].

Теоретичні положення «Навчання протягом життя» лягли в основу реформування національних систем освіти у світі (у США, Японії, Німеччині, Великій Британії, Канаді, країнах Східної Європи і країнах «третього світу» [302]. Згідно з концепцією екологізації в Україні та основними пунктами Паризької угоди існує необхідність популяризації екологічних підходів у різних сферах діяльності. Екологічна освіта на різних рівнях розвитку людини є однією

із запорук екологічної безпеки держави [18]. Трирівнева екологічна освіта повинна бути базою для формування знань умінь і навичок у баченні екологічних проблем [241; 240; 18; 242], однак на конкретному робочому місці працівник зустрічається з реальними проблемними ситуаціями і компетентна реакція може запобігти або й усунути можливі негативні наслідки. Тому необхідно формувати умови для впровадження курсів підвищення кваліфікації, семінарів та інших інструментів, які дозволяють одержувати екологічні знання у відповідних до сфер діяльності [308, 350]. Серед принципів державної політики в галузі екологічної освіти зазначено: розповсюдження системи екологічної освіти і виховання на всі верстви населення з урахуванням індивідуальних інтересів, стимулів та особливостей соціальних, територіальних груп та професійних категорій; комплексності екологічної освіти і виховання; неперервності процесу екологічного навчання в системі освіти, в тому числі підвищення кваліфікації та перепідготовки [269].

7.1.2 Модель еко-ефективних технологій під час спорудження нафтогазових свердловин

В моделі еко-ефективних технологій важливою складовою є вибір екологічно досконалого устаткування (деталей). Методика, наведена в розділі 6.3.3 дає можливість визначити найбільш екологічно досконале устаткування серед однотипних взірців. Також, в процесі оптимізації є важливим використання екологічних підходів від етапів проектування деталей, устаткування до етапів його експлуатації та подальшої утилізації. Тобто, відмічається екологічність як по горизонталях, так і по вертикалях життєвого циклу. Фрагмент такого циклу на прикладі технологічних процесів нафтогазової свердловини наведений на рис. 3.24. На рис. 7.4 наведено модель створення одиниці еко-ефективного устаткування, яка враховує вибір матеріалів, конструкційні характеристики, технологію виготовлення, умови експлуатації та економічні показники.

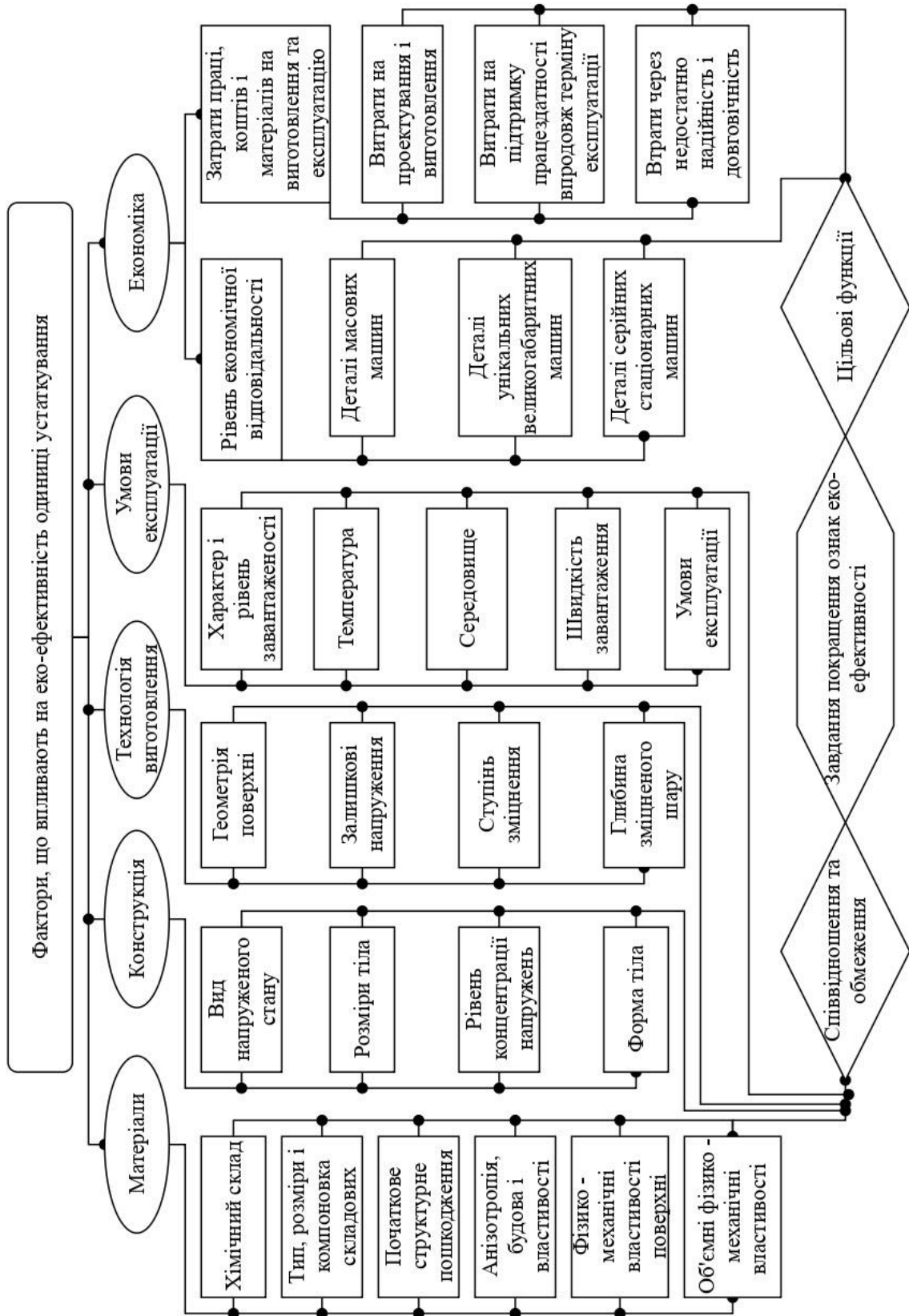


Рисунок 7.4 – Модель створення одиниці еко-ефективного устаткування

Згідно рис. 6.12 виробничий процес життєвого циклу нафтогазової свердловини складається з різноманітних технологій, які, в свою чергу, формуються з ряду технічних процесів, що забезпечуються різними типами устаткування. Виходячи з цієї схеми, можна зробити висновок, що покращення екологічних характеристик виробничого процесу закладається ще при виробництві технологічного устаткування. Тому дослідження всіх складових виробничого процесу з точки зору еко-ефективності дає можливість виявити недоліки і максимально скоротити впливи на довкілля.

В життєвому циклі нафтогазових свердловин присутні етапи з різною тривалістю та агресивністю по відношенню до навколишнього середовища див. рис. 3.19-3.21. Такий аналіз дозволяє спрямовувати увагу на найбільш навантажені небажаними екологічними ефектами етапи.

Проведені дослідження вказують на необхідність постійного покращення екологічних показників нафтогазового обладнання для мінімізації техногенного впливу на довкілля та запобігання небезпечним екологічним наслідкам. Процес вдосконалення безумовно пов'язаний з визначенням недосконалостей окремих одиниць та груп обладнання, а також протікання технологічних процесів та аналізом потенційних ризиків. Зазначені дії дозволяють встановити недоліки на всіх етапах життєвого циклу нафтогазовидобувної свердловини. А оцінка технічних та технологічних показників дозволяє побачити можливі шляхи покращення еко-ефективності як технологічного устаткування, так і всього виробничого процесу. Тобто, здійснити вибір устаткування, яке поєднує виробничу, екологічну та економічну ефективність, провести системний підбір технологічних операцій, які дозволять скоротити вхідні ресурсні та енергетичні потоки тим самим скоротити потоки на виході.

Такий підхід можливий для здійснення управління з високим рівнем екологічних знань та культури. Тому, як зазначено в розділі 7.1.1 принцип екологічної «освіти впродовж життя» для всіх ієрархічних ланок нафтогазових установ є надзвичайно актуальним. Оскільки прийняття управлінських рішень на різних рівнях та виконавчі дії, які базуються на екологічно безпечних підходах

створюють фундамент для вибору відповідної технології виробництва та якості її проведення.

Модель еко-ефективної технології передбачає врахування екологічних та економічних показників, де основними принципами є скорочення утворення емісій за рахунок використання сучасного модернізованого устаткування та оптимізації технологічного процесу. Одні технологічні процеси можуть впливати на довкілля прямопропорційно їх тривалості, екологічно небезпечна дія інших може продовжуватися і після завершення технологічного процесу. Так, наприклад емісії бурового розчину під час промивання свердловини продовжується і після завершення даного технологічного процесу, оскільки буровий розчин може залишатися у жолобовій системі.

Дослідження умов надходження поллютантів дає можливість розробляти стратегії скорочення емісій та використовувати устаткування для мінімізації або запобігання їх утворенню [66, 207, 337].

Модель еко-ефективного технологічного процесу передбачає системний підхід, який дозволяє забезпечити методологія оцінки життєвого циклу, яка наведена в розділі 3.

Серед основних принципів еко-ефективної моделі необхідно виділити наступні:

- скорочення використання енергетичних ресурсів під час протікання технологічних процесів та речовин для виготовлення устаткування;
- розроблення устаткування блочного типу, яке дозволяє проводити тільки заміну блоків, що вийшли з ладу з можливістю їх ремонту та повернення у робочий процес;
- відсутність супутніх (технологічно незапланованих та неконтрольованих) емісій поллютантів в довкілля з устаткування під час технологічних процесів;
- врахування впливу на довкілля всього життєвого циклу устаткування при виборі устаткування для виробничого процесу (рівень екологічної ефективності при виготовленні устаткування, його експлуатаційні характеристики з

екологічної точки зору та шляхи утилізації (рециркуляції) після завершення терміну експлуатації або виходу з ладу);

Скорочення вхідних та вихідних потоків в процесі технологічних операцій можливе при використанні наступних елементів моделі еко-ефективних технологій:

- скорочення тривалості роботи устаткування – оптимізація технологічних процесів (співпраця різних технологічних бригад з паралельним виконанням окремих процесів та операцій);

- вибір двигунів, які забезпечують виробничі потреби з використанням меншої кількості пального та з можливістю використання екологічно-чистого пального;

- використання схеми герметизованої насосно циркуляційної системи бурової установки [66];

використання первинних режимно-технологічних та вторинних (очисні установки) заходів скорочення викидів.

7.2 Екологічно безпечні технології та технічні засоби в процесі життєвого циклу нафтогазової свердловини

7.2.1 Герметизована насосно-циркуляційна система бурової установки

Нафтогазовидобувна промисловість пов'язана з постійним ризиком потрапляння в довкілля шкідливих речовин. На етапі буріння нафтових і газових свердловин в процесі промивання свердловини буровим розчином створюються умови для інтенсивного надходження в навколишнє середовище нафтопродуктів та хімічних реагентів різного класу небезпеки [348]

Буровий розчин може містити соду каустичну (NaOH), соду кальциновану (Na₂CO₃), кислоту соляну (HCl), сірководень (H₂S) тощо, які є небезпечними для довкілля і здоров'я людини [333].

На основі проведених досліджень факторів, що впливають на рівень екологічної безпеки та визначених екологічних ризиків при роботі насосно-циркуляційної системи виділено обладнання, яке потребує вдосконалення з метою підвищення безпеки його використання, екологічної безпеки та енергозощадження. [66, 206, 205, 338].

Для вирішення завдання підвищення екологічної безпеки та ефективності промивання свердловин, що буряться розроблена вдосконалена схема насосно-циркуляційної системи бурової установки (рис. 7.5).

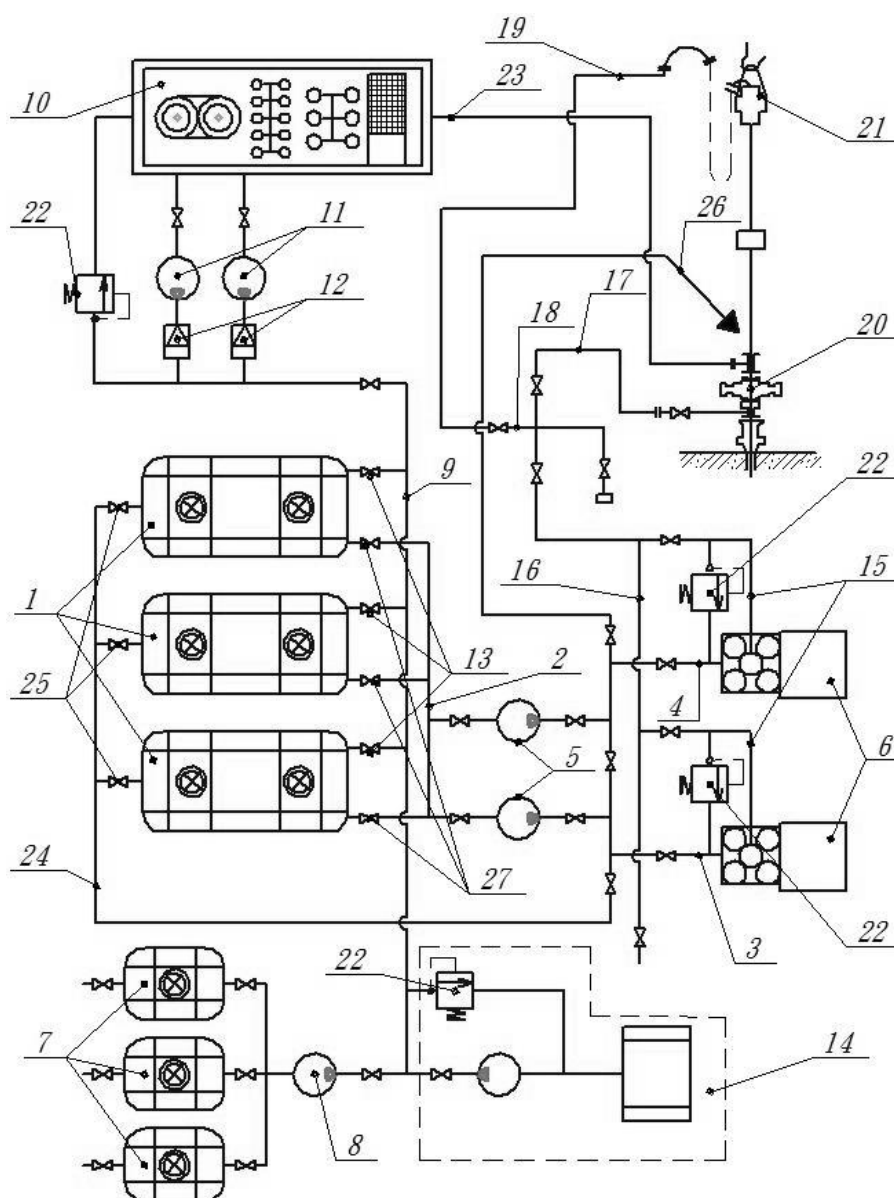


Рисунок 7.5 – Схема модернізованої насосно-циркуляційної системи бурової установки

Особливостями запропонованої системи є те, що приймальні ємності та ємності з хімреагентами виконані герметичними із еластичного матеріалу і компактно складаються для зручності транспортування та монтажу і демонтажу. Ділянки всмоктувальної лінії оснащені шламовими відцентровими насосами та обв'язкою трубопроводів для перемішування бурового розчину у закритих приймальних ємностях з еластичного матеріалу і для можливості доливу свердловини. Жолобова циркуляційна лінія виконана закритою із еластичних трубопроводів, а для забезпечення руху бурового розчину оснащена від блоку очистки та від ємностей з хімреагентами шламовими відцентровими насосами. З метою можливості розподілу та регулювання потоків бурового розчину ділянки всмоктувальних і нагнітальних ліній та ділянки жолобово-циркуляційної лінії оснащені оптимальним набором і розміщенням запірної арматури, зворотних клапанів і запобіжних перемикаючих пристроїв.

Модернізована насосно-циркуляційна система складається із герметичних приймальних ємностей 1, які виконані з еластичного матеріалу. Вони з'єднані за допомогою ділянок 2, 3, 4 всмоктувальної лінії та через шламові насоси 5 з буровими насосами 6 та ємностями 7 з хімреагентами з'єднаними через шламовий насос 8 з ділянкою 9 жолобово-циркуляційної лінії. Ця лінія сполучена з блоком очистки 10 через шламові насоси 11 і зворотні клапани 12, а також сполучена з приймальними ємностями 1 через запірні елементи 13. Блок приготування бурового розчину 14 також приєднаний до ділянки 9 жолобово-циркуляційної лінії. Від бурових насосів 6 ділянки 15, 16, 17 і 18 нагнітальної лінії з'єднані паралельно-послідовно між собою та ділянка 17 іншим кінцем з обладнанням 20 устя свердловини, а ділянка 18 приєднана до стояка 19 з вертлюгом 21. Від обладнання 20 устя свердловини до блока очистки 10 встановлена ділянка 23 жолобової циркуляційної лінії. На всіх ділянках ліній, де є ймовірність перевищення тиску встановлені запобіжні перемикаючі пристрої 22. Шламові насоси 5 також з'єднані через відповідні запірні елементи 27 з приймальними ємностями 1 та запірні елементи інших ділянок всмоктувальної лінії з ділянкою 24 і запірними елементами 25 встановленими на патрубках

приймальних ємностей 1 та в протилежному напрямі через ділянку 26 з обладнанням 20 устя свердловини.

Насосно-циркуляційна система (НЦС) бурової установки працює наступним чином. Буровий розчин від приймальних ємностей 1 виконаних герметичними із еластичного матеріалу, через ділянки 2, 3, 4 всмоктувальної лінії та при відкритих запірних елементах 27 від ємностей та інших відповідних запірних елементів, що знаходяться на вище перелічених ділянках, за допомогою шламових насосів 5 подається до бурових насосів 6. В даному випадку шламові насоси 5 виконують функцію підпірних насосів. Як шламові насоси 5 так і бурові насоси 6 при необхідності можуть працювати по одному або по два паралельно. Бурові насоси 6 подають буровий розчин через ділянки 15 і 18 нагнітальної лінії до стояка 19 і через вертлюг 21 з колоною бурильних труб у свердловину. Із свердловини через обладнання 20 устя свердловини, буровий розчин насичений вибуреною породою, по ділянці 23 жолобово-циркуляційної лінії надходить в блок очистки 10.

Із блоку очистки 10 за допомогою одного або двох шламових насосів 11 буровий розчин через зворотні клапани 12 і через ділянку 9 жолобово-циркуляційної лінії та при відкритих запірних елементах 13 подається у приймальні ємності 1. При необхідності зворотного промивання свердловини, буровий розчин подається буровими насосами 6 через ділянки 15, 17 нагнітальної лінії і обладнання 20 устя у свердловину. Долив свердловини буровим розчином здійснюється через ділянку 26 і обладнання 20 використовуючи один із шламових насосів 5.

При виникненні екстремальної ситуації – перевищенні допустимого тиску бурового розчину на одну із ділянок, спрацює відповідний запобіжний перемикаючий пристрій 22, який стравить тиск. Для оброблення бурового розчину хімреагентами із ємностей 7 хімічна речовина за допомогою шламового насоса 8 подається через ділянку 9 в одну або декілька приймальних ємностей 1 відповідно відкривши запірний елемент. При необхідності буровий розчин готується в блоці приготування бурового розчину 14 і подається шламовим

насосом у приймальну ємність 1 через ділянку 9 жолобово – циркуляційної лінії. Для перемішування бурового розчину в одній із приймальних ємностей 1, використовується один із шламових насосів 5, який подає буровий розчин із ємності 1 через ділянку 24 і відповідно відкритий запірний елемент 25, забезпечуючи замкнену циркуляцію через ємність, де здійснюється перемішування розчину. На запропоновану конструкцію модернізованої насосно-циркуляційної системи бурової установки одержано патент України на корисну модель.

При наступному аналізі схеми герметизованої НЦС [63] було виявлено, що пари в ізольованих блоках можуть накопичуватися і створювати негативні умови для роботи насосів та в подальшому потрапляти в приземний шар атмосфери, створюючи небезпеку для навколишнього середовища. Тому, було прийнято рішення вдосконалити схему герметизованої НЦС шляхом створення відводу парів з визначених ділянок НЦС з подальшою їх утилізацією для зведення до мінімуму ризику отруєння парами бурового розчину.

Для забезпечення надійної, ефективної роботи герметизованої НЦС з окремим модернізованим устаткуванням потребує додаткового аналізу і врахування особливостей умов експлуатації. В роботі [66; 65] наведено схему та принцип роботи герметизованої НЦС, де описано принцип роботи та особливості конструктивного виконання окремого обладнання з еластичних матеріалів, які дають можливість забезпечити герметичність, мобільність, компактність та ряд інших позитивних факторів, що дозволяють значно підвищити рівень екологічної безпеки НЦС. На рис.7.6 наведено схему вдосконаленої герметизованої НЦС з відводами випарів на утилізацію.

В запропонованій НЦС на схемі рис. 7.6 виділені ділянки, де проходить накопичення випарів. Найбільш сприятливими умовами для інтенсивності випарів є високі температури розчину, який надходить із свердловини, а також у літній період, коли температура навколишнього середовища є високою. Такими ділянками на схемі є: А1, А2, А3, А4.

A1 – блок очищення бурового розчину, що надходить із свердловини. На даному блоці розташовано: вібросито для грубого очищення бурового розчину, яке виконано з ізолюючим екраном [336], під яким утворюється мікроклімат перенасичений випарами; для тонкого очищення – гідроциклонні батареї, пісковідділювачі і муловідділювачі та центрифуги, а також тут знаходиться дегазатор. Всі ці технічні засоби є джерелами інтенсивного випаровування. І на кожному з вищеперерахованих об'єктів рекомендується встановлювати відводи випарів у В1, В1, В1, В1 до спільного колектора С.

A2 - ділянка еластичних, герметичних резервуарів, куди надходить очищений, а також зберігається запасний буровий розчин. У верхній частині зазначених резервуарів рекомендується встановлювати збірники випарів. При відсутності відбору випарів їх об'єм зростає і вони можуть потрапляти до насосів 5, 6, 8, 11, а насоси, як правило, при наявності газу в рідині перестають виконувати свою функцію за призначенням. Це може бути причиною відмови герметичної НЦС бурової установки. Тому запропоновано встановлювати відводи В5, В6, В7 до спільного колектора С.

A3 – ділянка еластичних, герметичних резервуарів зберігання хімічних реактивів, які призначені для оброблення бурового розчину. Також рекомендується обладнувати відводами, аналогічно А2. Дана ділянка оснащується відводами В8, В9, В10 і з'єднаною із спільним колектором С.

A4 – ділянка блоку приготування бурового розчину. Тут знаходиться технічне устаткування для приготування бурового розчину, де проходить перемішування, диспергація розчину, який приготується. Ці процеси сприяють інтенсивному виділенню парів. Так як і в попередніх об'єктах рекомендовано встановлювати збірники випарів і за допомогою відводу В11 здійснювати подачу випарів у спільний колектор С.

Якщо бурова установка оснащена дизельними двигунами, то резервуари і ємності для зберігання палива будуть також джерелами випарів. Тому дане

устаткування необхідно обладнати аналогічними відводами парів на блоки запобігання потрапляння випарів в атмосферу (блок утилізації).

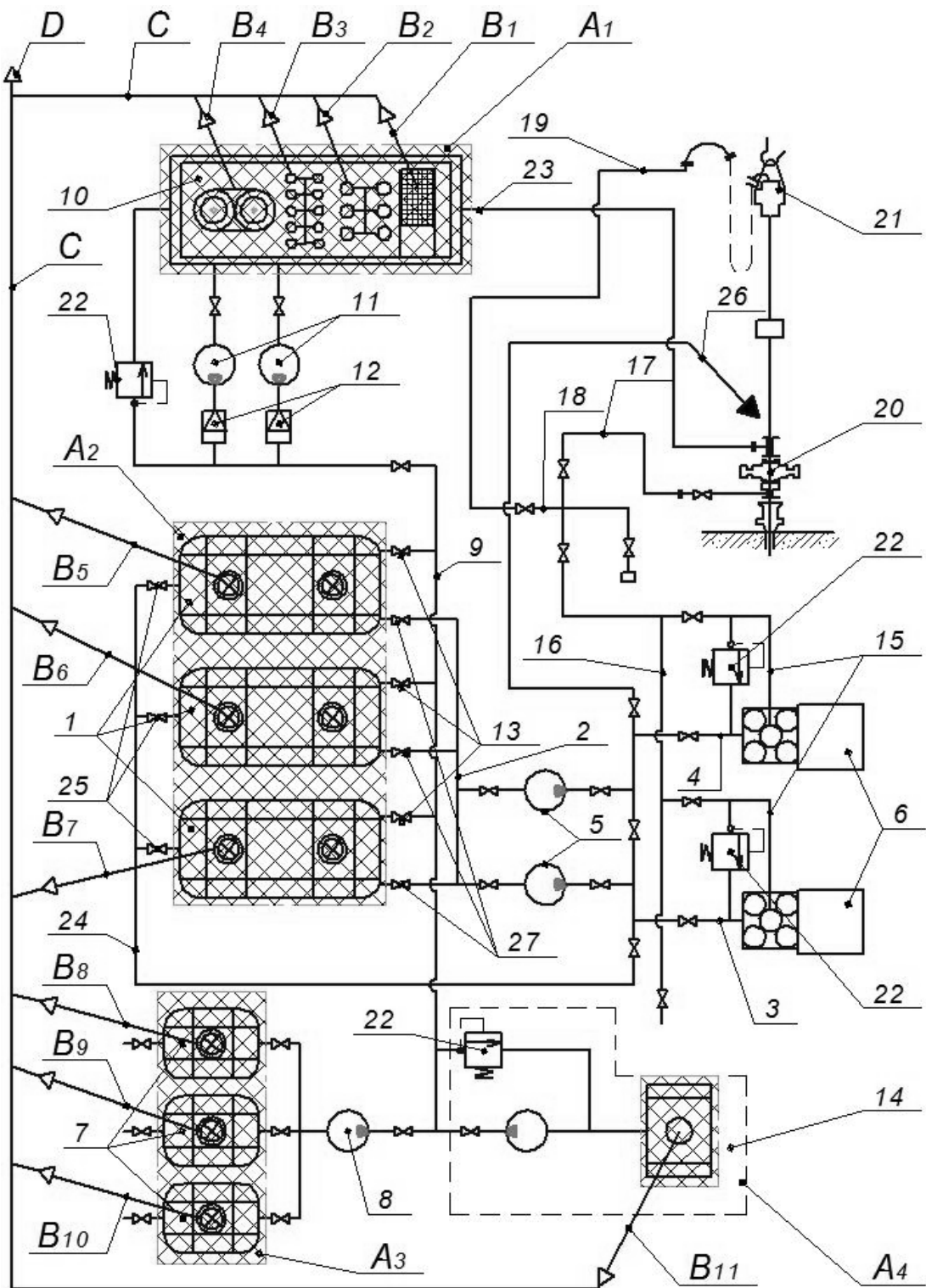


Рисунок 7.6 – Схема герметизованої насосно-циркуляційної системи з відводами парів для утилізації

Від спільного колектора С випари подаються в лінію D, по якій відводяться у безпечну зону. Такою зоною може бути викиди в атмосферу при відсутності шкідливих речовин. При наявності шкідливих речовин необхідно проводити їх утилізацію. Існують розробки для уловлювання випарів летючих речовин при великих і малих "диханнях" резервуарів [103].

Принцип даної розробки базується на двох процесах: сорбційного для адсорбційного уловлювання летких вуглеводнів, термоелектричного охолодження для десорбції і конденсації рекуперованих випарів вуглеводнів та регенерації сорбенту. Також відома розробка [182], де пари відсмоктуються з резервуара насосом, стискаються до 0,2 – 0,4 МПа і такі компоненти як пентан та гексан переходять в рідинний стан і збираються у збірнику, а пропан та ізобутан надходять в холодильну камеру, де при відповідній температурі відбувається їх конденсація.

На основ результатів виконаних досліджень розроблено максимально герметизовану насосно-циркуляційну систему бурової установки. При цьому враховувались транспортабельність, монтажоздатність, зручність в експлуатації обслуговуванні системи. Основна увага спрямована на створення ємностей для зберігання бурового розчину та хімічних реагентів. В процесі експлуатації системи, коли відсутня циркуляція бурового розчину, більш важкі частинки можуть осідати і перешкоджати руху рідини. Тому в системі передбачена обов'язка всіх складових частин таким чином, що шламовими насосами можна промити кожен ділянку системи.

Запропонована насосно-циркуляційна система забезпечує високу ефективність запобігання та зменшення випаровування бурового розчину із вмістом шкідливих речовин на різних ділянках насосно-циркуляційної системи при виконанні різноманітних технологічних операцій в процесі буріння свердловини. Зміна параметрів бурового розчину виконується у закритій насосно-циркуляційній системі, що також не дає можливість потрапляти шкідливим речовинам в довкілля. Запропонована насосно-циркуляційна система бурової установки є зручною у транспортуванні. В складеному вигляді ємності є

компактними, не займають багато місця і не потребують спеціального транспорту для їх перевезення. Ємності є відносно легкими і зручними при виконанні вантажно-розвантажувальних і монтажних –демонтажних роботах. Крім того ємності із еластичного матеріалу можуть бути використані для збору нафтопродуктів під час некерованих нафтопроявів та інших аварійних ситуацій.

При виконанні всіх вище вказаних та інших технологічних операцій, що пов'язані зі запропонованою насосно-циркуляційною системою скорочується забруднення довкілля за рахунок максимальної герметизації всіх ділянок системи і раціонального розташування всіх комплектуючих елементів.

7.2.1.1 Оцінка екоефективності модернізованої насосноциркуляційної системи

Проведено порівняння модернізованої циркуляційної системи, в якій для зберігання бурового розчину використовуються еластичні герметичні резервуари із циркуляційною системою СЦ-350-1, яка призначена для циркуляції бурового розчину об'ємом 350м³. В комплектацію входить 5 сталевих резервуарів для бурового розчину об'ємом V=70 м³ (рис. 7.7 -7.8).

Основними недоліками даних систем є те, що:

- всі ємності не герметичні, відкриті, буровий розчин (промивальна рідина), який насичений шкідливими, небезпечними для здоров'я речовинами буде випаровуватись. Особливо інтенсивне випаровування проходить, коли буровий розчин надходить із свердловини при високій температурі [332];
- складність перевезення та монтажних-демонтажних робіт крупногабаритних і важких металевих ємностей.

В таблиці 7.1 наведена порівняльна характеристика параметрів устаткування модернізованої циркуляційної системи та СЦ-350-1.

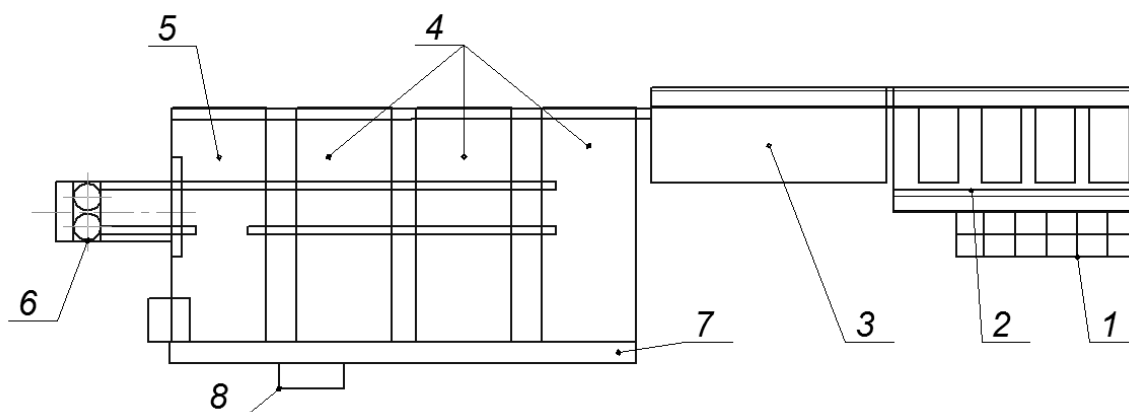


Рисунок 7.7 – Схема циркуляційною системою СЦ-350-1:

1 – ємність доливна ЄД-40; 2 - блок очистки БО-6; 3, 4 - ємність накопичувальна $V=70\text{м}^3$; 5 - ємність накопичувальна БПБР $V=70\text{м}^3$; 6 – блок приготування БПБР; 7 – колектор всмоктування бурового розчину; 8 – насос шламовий НШБ 250-35,5Т/55



а



б

Рисунок 7.8 – Резервуари НЦС $V=70\text{м}^3$: а – сталевий; б – еластичні

З таблиці видно, що еластичний резервуар відповідно в 10 / 3,8 / 3,5 разів менший при транспортуванні, в 45,7 разів легший. Під час встановлення еластичних резервуарів економія часу становить 2-3 год., а економія фінансових ресурсів в 4 рази в порівнянні із сталевими.

При транспортуванні сталевих резервуарів використовують спецавтотранспорт марки КРАЗ 65101. Для перевезення 5 таких резервуарів необхідно здійснити 5 рейсів. Умовно, один рейс становить 200 км.

Таблиця 7.1 – Порівняльна характеристика параметрів устаткування модернізованої циркуляційної системи та СЦ-350-1

Характеристики	Резервуар об'ємом 70м ³	Еластичний резервуар об'ємом 70м ³	Примітка
Транспортні габаритні розміри, (м) довжина / ширина / висота	12/3,02/2,83	1,20/0,8/0,8	Відповідно в 10 / 3,8 / 3,5 разів менший при транспортуванні еластичний резервуар
Маса (в порожньому стані), кг	12800	280	В 45,7 разів легший еластичний резервуар
Тривалість підготовки до роботи, год	3-4	0,5 - 1	Економія часу 2-3 год. при встановленні еластичних резервуарів
Орієнтовна вартість одиниці, тис. грн.	400	100	В 4 рази менша орієнтовна вартість еластичного резервуару

Було проаналізовано автотранспортні засоби (рис. 7.9), що використовуються для транспортування існуючих сталевих резервуарів та можуть використовуватися для транспортування еластичних резервуарів.



а



б

Рисунок 7.9 – Спецавтотранспорт для перевезення сталевих та еластичних резервуарів: а - КРАЗ 65101; б - IVECO DAILY 35C15 3.0HPT

Порівняльна характеристика автотранспорту для перевезення модернізованої циркуляційно системи та СЦ-350-1 наведена в табл. 7.2, а результати обчислення шкідливих викидів від транспортування резервуарів наведені в табл. 7.3.

Таблиця 7.2 – Порівняльна характеристика автотранспорту для перевезення модернізованої циркуляційно системи та СЦ-350-1

Марка автомобіля	Витрата на л/100 км	Необхідна кількість рейсів	Умовна відстань за 1 рейс, км	Загальна відстань, км	Обсяг спожитого дизельного палива, л	Екологічний тип
КРАЗ 65101	36	5	200	1000	360	Евро - 0
IVECO DAILY 35C15 3.0HPT	13,7	1	200	200	27,4	Евро - 4

Таблиця 7.3 – Викиди поллютантів при транспортуванні еластичних та сталевих резервуарів

Умови транспортування	Викиди забруднюючих речовин, кг								
	Оксид вуглецю	Неметанові леткі органічні	Метан	Діоксид азоту	Сажа	Оксид азоту	Вуглекислий газ	Діоксид сірки	Бенз(а)пірен
Сталеві резервуари автомобілем КРАЗ 65101	16,029	2,407	0,264	8,8	2,046	0,035	925,71	1,269	0,009
Еластичні резервуари автомобілем IVECO DAILY 35C15 3.0HPT	1,249	0,188	0,02	0,686	0,159	0,003	72,174	0,099	0,0007

Більше ніж в 10 разів скорочується надходження викидів від спалювання дизельного палива за рахунок скорочення кількості необхідних рейсів та вибору автотранспортного засобу з меншою витратою палива, який може перевезти за один рейс 5 еластичних резервуарів.

На рис. 7.10 наведено ефекти при використанні модернізованої циркуляційної системи обладнаної еластичними резервуарами в порівнянні з циркуляційною системою СЦ-350-1.

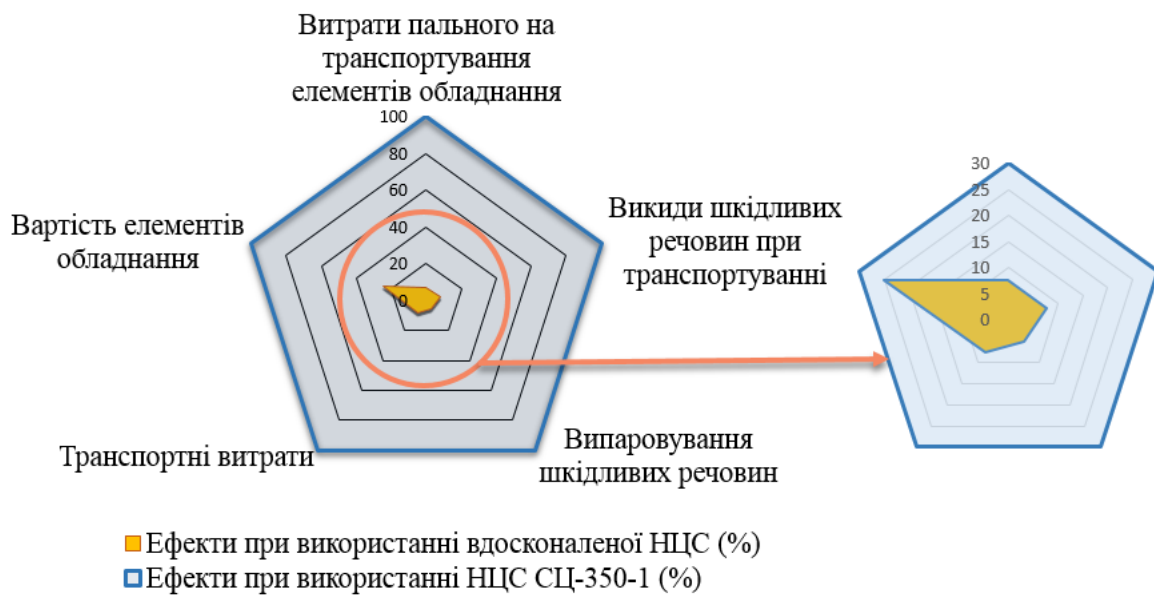


Рисунок 7.10 – Багатофакторний підхід в оцінці екоефективності НЦС

Багатофакторний аналіз дозволив встановити співвідношення переваг за різними факторами для однотипного устаткування з різними характеристиками та встановити позитивні та негативні екологічні та економічні ефекти різного конструктивного виконання насосно-циркуляційної системи.

7.2.2 Пристрій для очищення свердловинного інструмента

Вирішення проблеми забруднення буровим розчином в результаті підймання бурового інструменту потребувало аналізу технологічних процесів, що відбуваються під час буріння свердловини та обладнання за допомогою якого відбувається очищення свердловинного інструменту [65].

При відсутності пристроїв для очищення свердловинного інструменту від бурового розчину, що надходить із свердловини, відбувається забруднення підлоги, обладнання і території свердловини розчином різної категорії небезпеки, який може бути небезпечним для здоров'я обслуговуючого персоналу, довкілля, а також створювати пожежну небезпеку. В дослідженнях [65] наведено приклад саморобного обтирача труб, який не дозволяє ефективно здійснювати очищення зовнішньої поверхні бурильних труб та шар бурового розчину, що залишається на поверхні труб при підйомі бурильного інструменту.

Згідно досліджень, наведених в роботі [65] на зовнішній поверхні бурильних труб залишається значний шар бурового розчину, а зокрема при бурінні свердловини на глибину 4000м і більше негативний вплив від вищезазначених факторів значно збільшується.

Існуюче обладнання має певні недоліки:

- швидкий вихід з ладу еластичних елементів у місці контакту з поверхнею, що очищається;
- не якісне очищення, в наслідок складних форм поверхні, яка очищається, так як еластичні елементи не мають можливості контактувати з всією складною поверхнею;
- непридатність для очищення інструменту, що має перемінні перерізи.

Для зменшення потрапляння забруднювачів в навколишнє середовище, які виникають при підйомі бурового інструменту і випаровуванні бурового розчину зі зовнішньої поверхні бурильних труб пропонується конструктивне вирішення обладнання блоку очистки бурового розчину та пристрою для очищення свердловинного інструменту [362].

В основу винаходу поставлена задача підвищення надійності і ефективності роботи пристрою за рахунок запобігання пошкодженню очисних елементів, покращенню очищення інструменту зі складними формами поверхні, а також з можливістю нейтралізувати небезпечні речовини. Запропонований пристрій може бути використаний при бурінні та проведенні ремонту

експлуатаційної свердловини для очищення зовнішньої поверхні свердловинного інструменту (бурильних труб, насосно-компресорних труб, штанг, кабелів тощо) під час його підйому із свердловини.

На рисунку 7.11 зображено схему пристрою для очищення свердловинного інструменту [175]. Пристрій складається з корпусу 1 всередині, якого знаходиться кожух 2 з немагнітного матеріалу, в якому розташована очисна магнітна система, що складається з магнітів 3 та магнітопроводів 4.

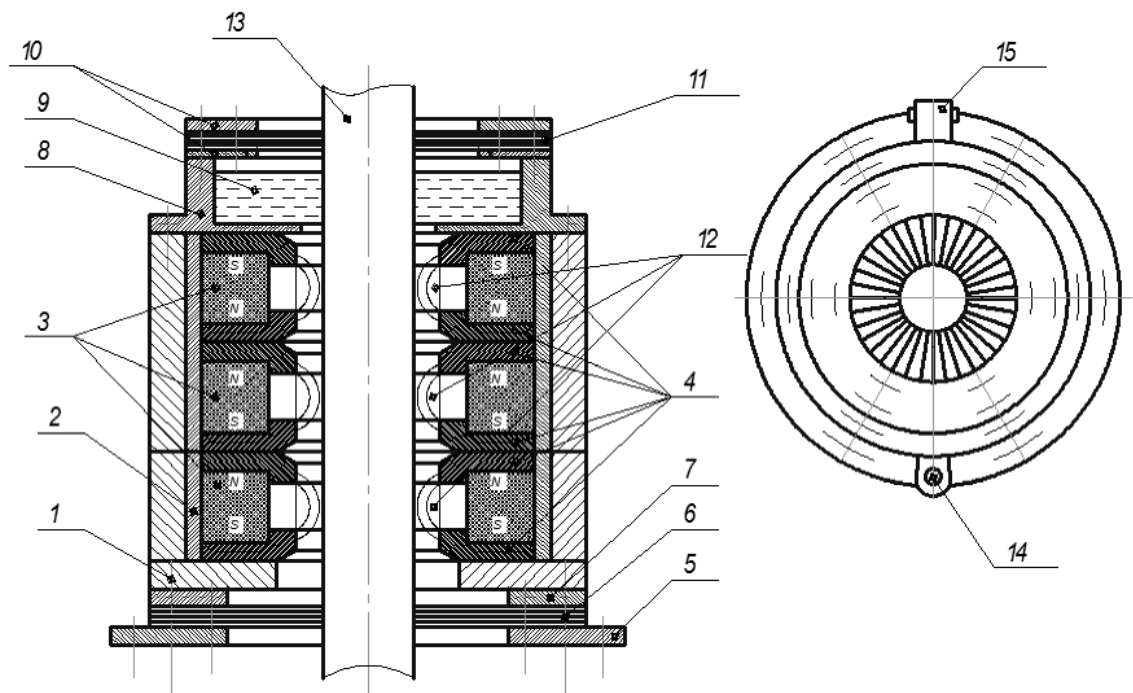


Рисунок 7.11 – Схему пристрою для очищення свердловинного інструменту

Нижньою частиною корпус 1 прикріплений до свого механічного очисного елемента, який складається із фланця 5, набору еластичних дротин 6 і проміжної шайби 7, а на верхній частині торця корпусу 1 встановлена ємність 8 з магнітною рідиною 9 закритою верхнім механічним очисним елементом, що складається із двох кілець 10 між якими закріплені еластичні дротини 11. На внутрішній поверхні магнітопроводів 4 магнітна рідина утримується магнітним силовим полем 12, що виникає між магнітопроводами і свердловинним інструментом 13.

Пристрій працює наступним чином. Попередньо в пристрій встановлюють нижній 7 і верхній 10 скребки із прохідними отворами очисних елементів 6 і 11, які відповідають діаметру свердловинного інструмента 13. Пристрій встановлюють на усті свердловини. Інструмент протягують через магнітну порожнину 12, ємність 8 і скребки 7 і 10. При цьому магнітна рідина 9 з вмістом нейтралізуючої речовини, якою заповнена порожнина 12, розміщується за напрямом магнітних силових ліній та щільно охоплює поверхню інструмента будь-якої форми по всьому периметру і зішкрябає буровий розчин. Нейтралізуюча рідина, яка є однією зі складових магнітної рідини, ефективно змочує, очищає і нейтралізує поверхню інструмента від забруднень і токсичних речовин. При цьому інтенсифікується сам процес нейтралізації токсичних речовин, наприклад сірководню, оскільки під дією магнітного поля відбувається деформація і розрив водневих зв'язків в структурі токсичних речовин. Наявність ємності 8 з магнітною рідиною дозволяє регулювати об'єм рідини в магнітній порожнині при очищенні інструмента різного профілю при зміні діаметра очищуваного інструменту, наприклад бурильна колона із замками.

При переміщенні свердловинного інструменту через пружні дротяні скребки 6 і 11, інструмент піддається кінцевому очищенню від прилиплих залишків магнітної рідини.

Використання запропонованого обладнання дасть можливість уникнути потрапляння шкідливих речовин в навколишнє середовище, запобігти шкідливому впливу агресивних речовин на здоров'я персоналу та підвищити пожежну безпеку бурової установки. Представлена конструкція пристрою для очищення свердловинного інструменту захищена патентом України на винахід.

7.2.2 Система діагностики дефектів глибинно-насосних штанг

Завершальні етапи експлуатації нафтових свердловин супроводжуються технологічними процесами із залученням ряду устаткування, що перебуває в

агресивних умовах. В даному випадку для забезпечення екологічної безпеки устаткування важливим є наявність систем діагностики [208].

Штанги є основним елементом через, який здійснюється привод – поступальний рух глибинного плунжерного насоса в процесі видобування нафти. Штанги працюють в складних умовах, що обумовлені високою температурою, агресивним середовищем, високими динамічними і циклічними навантаженнями. Свердловини можуть бути не строго вертикальними, а викривлені, що створює додаткові несприятливі умови для експлуатації штанг. Все це буде прискорювати руйнування штанг при наявності в них дефектів навіть незначних. Руйнування штанг у свердловині це складна економічно затратна аварійна ситуація. Для ліквідації такої аварії витрачається багато часу і використовується спеціальне вартісне обладнання. Дефекти на штангах можуть появиться під час транспортування, зберігання та вантажно-розвантажувальних робіт. Тому, дефектоскопію штанг доцільно проводити безпосередньо в процесі їх спуску у свердловину та вилучати штанги з дефектами, що дасть змогу кількісно зменшити появу екстремальних (аварійних) ситуацій пов'язаних із штангами.

Основною метою розроблення даного пристрою було зменшення аварійних ситуацій з штангами глибинно-насосних установок за рахунок запобігання спуску у свердловину штанг з дефектами. Вдосконалення штангового магнітного дефектоскопа відбувалося шляхом зменшування розсіювання магнітного поля з метою покращення якісних показників дефектоскопії. Постійні магніти, жорстко без додаткових магнітопроводів з'єднуються з кінцями П-подібного магнітопроводу, а для захисту від механічного пошкодження на кінцях магнітопроводу з постійними магнітами і на датчику встановлено захисний елемент із немагнітного матеріалу. П-подібний магнітопровід з'єднаний з рамою направляючими підпружиненими тягами. Для утримування дефектоскопа у вертикальному положенні при спуску штанг у свердловину в отвори на рамі і захисному елементі встановлені підпружинені тяги з роликами. Профіль кінців поверхні захисного елемента із немагнітного

матеріалу, який контактує із штангою, виконаний під кутом, відповідним висадці на кінці штанг для забезпечення можливості переходу магнітного дефектоскопа через висадження на кінцях штанг і муфти. Для забезпечення паралельного підйому до осі штанги П-подібного магнітопроводу з захисним елементом при проходженні висаджених кінців штанги на рамі встановлений важільний балансуєчий механізм, що контактує одним кінцем із двома направляючими тягами ролика. Він, в свою чергу, контактує з профілем поверхні штанг. Іншим кінцем важільний балансуєчий механізм контактує із нижньою направляючою підпружиненою тягою П-подібного магнітопроводу.

На рис.7.12а зображено загальний вигляд штангового магнітного дефектоскопа в робочому стані на гладкій частині штанги. Вид А знизу дефектоскопа на штанзі в робочому стані зображено на рис. 7.12б. На рис. 7.12в зображено момент переходу дефектоскопа через висаджений кінець штанги з муфтою.

Штанговий магнітний дефектоскоп складається із рами 1 із встановленою на ній системою, що намагнічує. Магнітна система виконана у вигляді П-подібного магнітопроводу 2 з постійними магнітами 3 і датчиком магнітного поля 4, що розташований між постійними магнітами 3 та сполучений з електронною апаратурою реєстрації. Захисний елемент 5 із немагнітного матеріалу (наприклад поліуретану) є для захисту постійних магнітів 3 і датчика магнітного поля 4. В отвори у рамі 1 і захисному елементі 5 встановлені верхні підпружинені тяги 6 з роликом 7 і нижні підпружинені направляючі тяги 8 з роликом 9. Захисний елемент 5 з висадженими кінцями 11 під кутом α контактує з контрольованою поверхнею штанги 10. Між висадженими кінцями штанги 11 розташована муфта 12, а на рамі 1 встановлений важільний балансуєчий механізм 13, що контактує одним кінцем з верхніми підпружиненими тягами 6, а іншим кінцем із нижньою направляючою підпружиненою тягою 14 П-подібного магнітопроводу 2.

Штанговий магнітний дефектоскоп працює наступним чином.
Штанговий магнітний дефектоскоп встановлюється на першу, штангу 11, яка є у

вертикальному положенні як показано на рис.7.8. Спускається у свердловину. Штанги 10 між собою з'єднані муфтами 12 і створюють колону штанг.

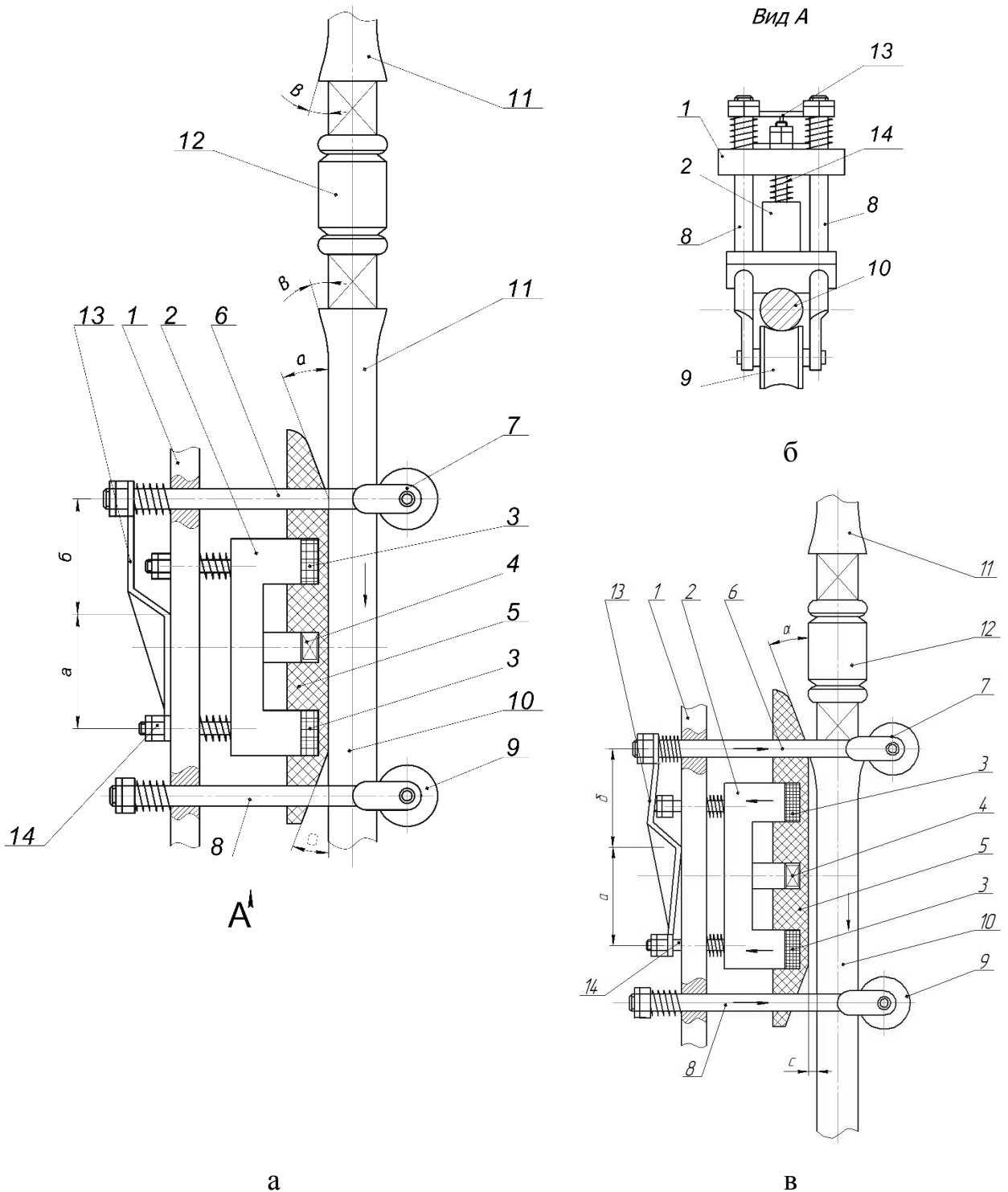


Рисунок 7.12 – Штанговий магнітний дефектоскоп: а – робоче положення на гладкій частині штанги; б - вид А, вид знизу; в - в робочому положенні на ділянці висадженого кінця штанги

Рама 1 з всіма елементами дефектоскопа крім електронної апаратури реєстрації утримується на вертикальній штанзі 10 за допомогою підпружинених тяг 6 і 8 відповідно з роликами 7 і 9. Система, що намагнічує у вигляді П-подібного магнітопроводу.

Штанговий магнітний дефектоскоп встановлюється на першу, штангу 11 яка є у вертикальному положенні, як показано на рис.7.12 і спускається у свердловину. Штанги 10 між собою з'єднані муфтами 12 і створюють колону штанг.

Рама 1 з всіма елементами дефектоскопа крім електронної апаратури реєстрації утримується на вертикальній штанзі 10 за допомогою підпружинених тяг 6 і 8 відповідно з роликами 7 і 9. Система, що намагнічує у вигляді П-подібного магнітопроводу 2 з постійними магнітами 3 і датчиком магнітного поля 4 із захисним елементом 5 притискаються до поверхні штанги 10 за допомогою направляючих підпружинених тяг 14. По гладкій поверхні штанг 10 здійснюється контакт магнітів 3 і датчика магнітного поля 4 через захисний елемент 5. На рис.7.9 стрілкою показано напрям руху колони штанг 10, а кінці контактуючої поверхні захисного елемента 5 виконані під кутом α відповідним куту β висаджених кінців 11 штанг 10. Причому кути α і β близькі за величиною.

На рис. 7.12б (вид А, вид знизу) показано розташування рами 1, системи, що намагнічує у вигляді П-подібного магнітопроводу 2, нижньої підпружиненої тяги 8, ролика 9, штанги 10, важільного балансуєчого механізму 13 і нижньої направляючої підпружиненої тягами 14.

При підході висадженого кінця 11 штанги 10 до дефектоскопа (рис. 7.12в) ролик 7 виходить на висадку 11 переміщаючи підпружинені тяги 6 (показано стрілкою), а тяги 6 притискають верхній кінець важільного балансуєчого механізму 13. Одночасно із роликом 7 на висадку 11 попадає верхня частина захисного елемента 5. Для забезпечення синхронного паралельного переміщення до осі штанги 10 П-подібного магнітопроводу 2 з постійними магнітами 3, датчиками магнітного поля 4 і захисного елемента 5 нижній кінець важільного

балансуючого механізму 13 переміщає нижню підпружинену тягу 14 П-подібного магнітопроводу 2.

Крім цього, для забезпечення синхронного переміщення паралельно до осі штанги 10 П-подібного магнітопроводу 2 з всіма з ним пов'язаними елементами. Відстань між віссю повороту важільного балансуючого механізму 13 до осі нижньої підпружиненої тяги 14 «а» і до осі верхніх підпружинених тяг 6 «б» мають бути рівні.

Проходячи висаджені кінці 11 штанг 10 з муфтами 12, штанговий магнітний дефектоскоп без зупинки продовжує виконувати необхідні функції.

Застосування даного пристрою дозволить запобігти виникненню аварійних ситуацій, що супроводжується енергетичними та ресурсними витратами, а також спричиняє забруднення довкілля флюїдами. На запропоновану конструкцію штангового магнітного дефектоскопу одержано патент на корисну модель.

7.3 Рекомендації щодо природоохоронних заходів на окремих етапах життєвого циклу нафтогазової свердловини

7.3.1 Технології, що підвищують екологічну безпеку бурових розчинів

Для підтримання необхідних вимог до бурового розчину часто додаються різноманітні токсичні компоненти (поверхнево-активні компоненти (ПАР)), які в процесі циркуляції рідини рухаються по відкритих елементах насосно-циркуляційної системи бурової установки та частково залишаються на буровому шламі, що зберігається у відкритих амбарах-накопичувачах. Так в склад рецептур пінних розчинів входять піноутворювачі поверхнево активні речовини (ПАР) (натрієві і калієві солі насичених і ненасичених вищих жирних кислот, алкілсульфати, алкіларилсульфонати) і оксилетильовані вищі жирні спирти. При потраплянні в навколишнє природне середовище ПАР є надзвичайно небезпечними. Відомо, що деякі ПАР уже при концентрації 10^{-3} кг/м³ знижують

на 15% швидкість розчинення кисню у воді в порівнянні з аналогічним процесом у чистій воді, а при біологічному розкладі ПАР відбувається поглинання розчиненого у воді кисню [282].

Пропонується використання піногенеруючого багатосоплового пристрою марки ППП-100x25-5, який, під час промислових випробувань дав можливість зменшити використання ПАР на 15...25% при приготуванні пінистого бурового розчину. Такі позитивні характеристики забезпечуються технологічним виконанням пристрою (рис.7.13, 7.14), який працює наступним чином: промивальна рідина надходить в корпус 1 пристрою і далі через вставку багатосоплову 2 із змінними соплами 3 в ежекційну вставку 4, де за рахунок ефекту ежекції захоплює повітря, яке підводиться по каналах 5, в камерах попереднього змішування із дифузورних дисків 7 різної довжини частково змішується повітря з рідиною, далі суміш поступає в камеру кавітаційного проміжного змішування із розпірних кілець загального дифузора 8 різної довжини, яка знаходиться на початку дифузора 10, де за рахунок змішування багатьох струменів утворюється кавітація, яка сприяє диспергуванню та інтенсивному перемішуванню повітря або газу з рідиною, далі проходить через завихрювач пінної суміші 9, який сприяє якісному змішуванню і утворенню пінної суміші в камері змішування, яка розміщена в дифузорі 10, де рідина рухається у турбулентному режимі і закріплюється ефект насичення промивальної рідини газом та якісним дрібнодисперсним піноутворенням.

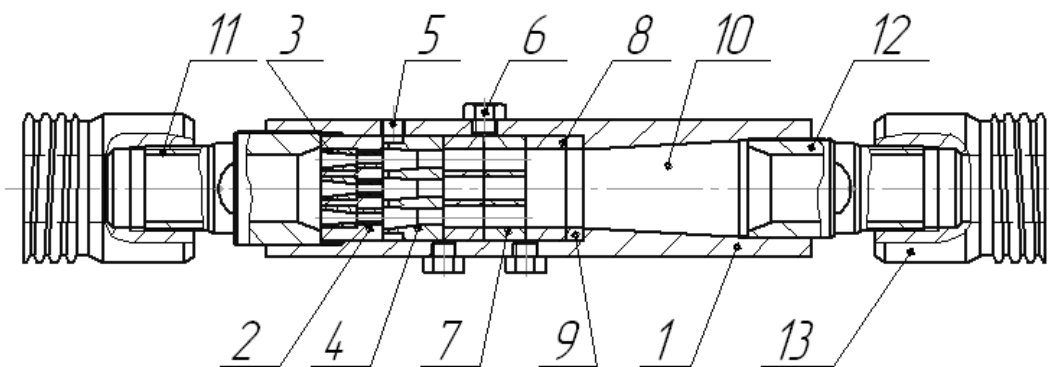


Рисунок 7.13 – Схема піногенеруючого багатосоплового пристрою

Скорочення кількості ПАР при використанні запропонованого пристрою підвищує екологічну безпеку, але не усуває шкідливу дію під час циркуляції по всіх елементах НЦС бурової установки [334]. Зокрема небезпека поширення шкідливих компонентів зростає при використанні піногенеруючих пристроїв в теплий період року (весна, літо, осінь), за рахунок зростання в кілька разів інтенсивності випаровування порівняно із зимовим періодом [359].



Рисунок 7.14 – Викид піни із свердловини в амбар та ліквідація піни для повторного використання рідини

Тому пропонується використовувати розроблену схему герметизованої НЦС з комплексом герметичного устаткування для очищення пінистого розчину від твердої фази та підготовки виділеної газової суміші для повторного використання. При цьому рідка фаза, насичена ПАР та газоподібна фракція будуть багато разів використовуватись по герметичній замкненій циркуляції з мінімальним використанням додаткових ПАР. Такі технічні рішення дадуть можливість значно покращити екологічний стан при використанні пінистих розчинів.

7.3.2 Аварійний режим роботи на свердловині

Аварійний режим під час будівництва, експлуатації та капітального ремонту свердловини може виникати внаслідок різних чинників наслідком яких є складні техногенні аварії – відкриті нафтогазові фонтани, які несуть надзвичайно велику екологічну небезпеку для прилеглих територій та населених пунктів, що, відповідно, відображається і на економічних затратах. Важливим фактором запобігання масштабності негативного впливу та незворотних деструктивних ефектів є швидка локалізація аварійної ситуації. Процес ліквідації відкритого фонтану можна поділити на етапи: локалізація відкритого полум'я; забирання зруйнованого обладнання з гирла фонтануючої свердловини; демонтаж пошкодженого гирлового обладнання для створення компактного струменю фонтанування; наведення нового спеціального гирлового обладнання; глушіння свердловини.

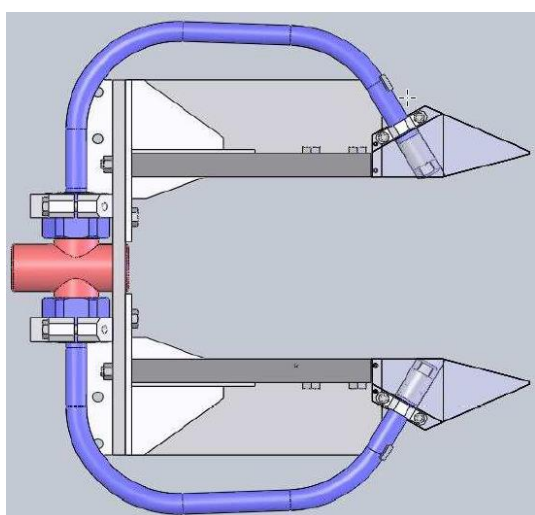
Всі етапи ліквідації є важливими і формують цільну систему заходів. Якісне та оперативне виконання кожного етапу дозволяє прискорити ліквідацію фонтану. Час ліквідації відкритих фонтанів може складати від декількох діб до декількох місяців або навіть більше року. При цьому проходить необлікований і неконтрольований викид шкідливих і небезпечних для здоров'я та довкілля речовин. Некеровані відкриті нафтогазові фонтани є катастрофічними забруднювачами довкілля, а саме атмосфери, ґрунтів та близьких річок або інших водоймищ. Із збільшенням часу на ліквідацію фонтанів збільшуються і об'єми забруднення довкілля. Тому кожен з етапів ліквідації фонтану має бути короткотривалим, високоорганізованим та надійним [146].

Неякісне виконання одного із етапів може привести до значних ускладнень та значного збільшення терміну ліквідації відкритого нафтогазового фонтану. Стандартних однакових нафтогазових фонтанів не буває, тому для ліквідації кожного з них необхідно розробляти індивідуальні пристрої і переобладнувати існуючі технічні засоби.

Нами виділено етап демонтажу пошкодженого гирлового обладнання, який потребує окремої уваги, оскільки помилкові дії можуть спричинити ускладнення ходу ліквідації нафтогазового фонтану та збільшити тривалість аварійної ситуації в часі, а тому й шкідливий вплив у просторовому вимірі.

Головною задачею в процесі демонтажу є те, що операція повинна бути проведена за один прохід. Оскільки недоріз може створити умови для виникнення розпиленого кільцевого виходу газу з утвореної щілини, що значно ускладнить хід демонтажу гирлового обладнання, тим самим збільшуючи тривалість аварійного викиду флюїду та негативні екологічні наслідки.

На рис. 7.15 наведено схему ріжучого пристрою для відрізання трубних головок гідроабразивним методом та пристрій в робочому режимі.



а



б

Рисунок 7.15 – Ріжучий пристрій з гнутими трубами

а) схема ріжучого пристрою; б) ріжучий пристрій в робочому стані.

Враховуючи характеристики даного пристрою, рекомендується використання даного високоефективного устаткування для демонтажу пошкодженого обладнання, яке забезпечить значне прискорення ліквідації складних техногенних аварій - відкритих нафтогазових фонтанів, що мінімізує межі шкідливого впливу на довкілля [204, 145].

7.3.3 Управління екологічною безпекою свердловин, виведених з експлуатації

Окремим етапом життєвого циклу нафтогазової свердловини, який вимагає відповідних управлінських рішень, що дозволяють скоротити ризики виникнення небезпечних екологічних процесів є свердловини виведені з експлуатації. Такі об'єкти є потенційно небезпечні для довкілля, як зазначено в розділі 2.3.2 і для запобігання катастрофічних наслідків потребують розробки ряду превентивних управлінських заходів [335].

При консервації свердловини для її ідентифікації використовують мітки. У деяких випадках при наступному сільськогосподарському використанні земель свердловини заглишувались на глибині не менше 2 м. Недавні свердловини, що виведені з експлуатації можна визначити по інформаційних мітках, але давні свердловини складно знайти. Одним з методів їх ідентифікації є георадарне дослідження території, яке призначене для виявлення підповерхневих структурно-речових неоднорідностей різного походження, зумовлених нерівномірним зволоженням відкладів, різним складом досліджуваних порід, особливостями структури і текстури порід (пористістю, шаруватістю), неоднорідністю відкладів або матеріалів, тріщинуватістю і деформованістю середовища, включенням сторонніх об'єктів [249]. Вигляд закинутих свердловин на екрані георадара наведено на рис. 7.16.

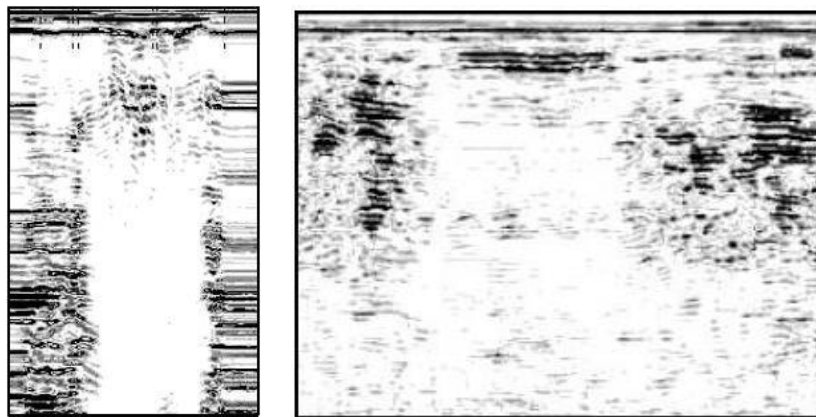


Рисунок 7.16 – Вигляд закинутих свердловин на екрані георадара [249]

Стан занедбаних свердловин потребує постійного контролю і розробки заходів екологічно-безпечного поводження. На основі проведеного аналізу інформації, яка стосується проблеми виведених з експлуатації, неконтрольованих свердловин можна зробити висновок, що незначна кількість науково-дослідних робіт, які висвітлюють це питання і шляхи його вирішення в українській науковій літературі, в зарубіжних джерелах – це в основному засоби масової інформації, які констатують катастрофічну ситуацію в цій сфері.

Через зниження коефіцієнту нафтовидобутку нафтові компанії зацікавилися технологіями редевелопменту свердловин, які в своїй основі використовують різноманітні реагенти, однак невідомо чи ці технології є екологічно безпечні [178].

Одним з методів вторинного використання нафтогазових свердловин є петротермальна енергетика, яка базується на зростанні температурного градієнту з глибиною. Температура в надрах може сягати понад 100°C в межах доступних глибин [352]. Розроблені методики переобладнання свердловин для використання температури порід, що залягають для вироблення електроенергії. Ця енергія є екологічно чистою, вона практично є всюди на планеті, але приблизно половина вартості будівництва геотермальної електростанції припадає на буріння свердловин. Для таких цілей свердловини повинні бути досить глибокі - температура землі зростає приблизно на $25\text{-}50$ градусів на кожний кілометр. У той же час, глибина відпрацьованих нафтових свердловин може складати кілька кілометрів, і в багатьох з них зберігається трубопровідна інфраструктура. Існують пропозиції закачувати в землю воду по системі «труба в трубі». Через широку трубу вода надходить вниз, де нагрівається приблизно до 130°C . Потім через вузьку центральну трубу рідина витікає на поверхню і приводить до руху парової турбіни [179]. На даний час для реалізації такого проекту, який би дозволив тримати під контролем стан свердловин, що виведені з експлуатації і при цьому одержувати геотермальну енергію, необхідно вирішення ряду організаційних питань, таких як:

- забезпечення таких свердловин інфраструктурою;

- створення механізму щодо умов використання земель, на яких розташовані занедбані свердловини;
- відновлення під'їзних шляхів та енергопостачання;
- доведення свердловин до можливості їх використання в зазначених цілях (в свердловині знаходиться мультифазна сировина, яку необхідно відповідно обробити і вивезти).

Однак, перелічені дії можуть бути менш затратними аніж збитки, які може нанести довкіллю свердловина, що знаходиться без необхідного нагляду.

На основі проведених теоретичних та польових досліджень (розділ 2, 3) сформульовано ряд рекомендацій для підвищення екологічної безпеки нафтогазових свердловин, що виведені з експлуатації:

- Організація постійного контролю всіх свердловин, що виведені з експлуатації.
- Розроблення напрямків раціонального використання даних свердловин для створення постійного контролю.
- Використання газових свердловин з невисоким тиском, які виведені з експлуатації для місцевих потреб.
- Розвиток петротермальної енергетики як екологічно чистого та перспективного напрямку альтернативної енергетики.
- Виявлення занедбаних свердловин та оновлення бази даних свердловин, що виведені з експлуатації.
- Забезпечення постійного технічного та екологічного контролю за станом свердловин, що виведені з експлуатації необхідно покласти на організації, які будуть їх експлуатувати згідно п.п. 3, 4.

Висновки до розділу 7

1 Розроблено модель управління екологічною безпекою нафтогазової свердловини, яка передбачає функціонування взаємопов'язаних блоків: інформаційна база даних, моніторинг довкілля, прогнозна оцінка, вибір методів

скорочення впливу на довкілля, реалізація еко-ефективних технічних та технологічних рішень і принципів «Lifelong learning», оцінювання та контроль, встановлення сфер проведення оптимізації. Зокрема, представлено динаміку розвитку моделі управління екологічною безпекою нафтогазової свердловини, де наведено спіраль вдосконалення для досягнення екологічної безпеки виробничого процесу.

2 Запропоновано модель еко-ефективних технологій під час спорудження нафтогазових свердловин. Основою даної моделі є постійне покращення екологічних показників нафтогазового обладнання для мінімізації техногенного впливу на довкілля. В моделі закладено системний підхід, який дозволяє забезпечити методологія оцінки життєвого циклу.

3 Розроблено модернізовану схему насосно – циркуляційної системи, яка дозволяє максимально герметизувати її елементи від потрапляння шкідливих речовин бурового розчину в довкілля, мінімізувати фінансові витрати на транспортування, монтаж, експлуатацію, обслуговування, демонтаж та створює безпечні умови праці для обслуговуючого персоналу. Більше ніж в 10 разів скорочується надходження викидів від спалювання дизельного палива при транспортуванні еластичних резервуарів; встановлення еластичних резервуарів економить 2-3 год.; в 4 рази менша їх орієнтовна вартість. Модернізована схема захищена патентом України на корисну модель (Додаток П).

4 Запропоновано конструктивне вирішення пристрою для очищення свердловинного інструменту. Розроблений пристрій дає можливість провести ефективно очищення інструменту зі складними формами поверхні, а також з можливістю нейтралізувати небезпечні речовини. Це дозволить уникнути потрапляння шкідливих речовин в навколишнє середовище, запобігти шкідливому впливу агресивних речовин на здоров'я персоналу та підвищити пожежну безпеку бурової установки. Представлений пристрій для очищення свердловинного інструменту захищено патентом України на винахід (Додаток П).

5 Вдосконалено систему діагностики устаткування, зокрема дефектоскопії глибинно-насосних штанг. Система дозволяє виявити дефекти штанг та вилучити їх ще до потрапляння у свердловину, тим самим запобігаючи виникненню аварійних ситуацій, які є потенційними джерелами забруднення довкілля. Конструкція дефектоскопа передбачає зменшення розсіювання магнітного поля, що покращує якісні характеристики дефектоскопа, та дозволяє безперешкодно здійснювати перехід дефектоскопа через висадження на кінцях штанг і муфти. Вдосконалену систему діагностики устаткування захищено патентом України на корисну модель (Додаток П).

6 Запропоновано ряд рекомендацій для скорочення негативного впливу при регламентованій роботі на етапі спорудження свердловини, під час виникнення аварійних ГНВП та відкритих фонтанів, а також для свердловин, виведених з експлуатації. Пропонується застосовувати використання піногенеруючого багатосоплового пристрою марки ППП-100x25-5, який, під час промислових випробувань дав можливість зменшити використання ПАР на 15...25% при приготуванні пінистого бурового розчину. Запропонований гідроабразивний метод для відрізання трубних головок дозволяє значно прискорити ліквідацію складних техногенних аварій - відкритих нафтогазових фонтанів, що мінімізує межі шкідливого впливу на довкілля. Запропонований підхід управління екологічною безпекою свердловин, виведених з експлуатації шляхом використання їх як джерел геотермальної енергії дозволяє запобігти катастрофічним наслідкам при відсутності контролю над свердловинами.

ВИСНОВКИ

Результатом виконання дисертаційної роботи стало вирішення важливої науково-прикладної проблеми менеджменту екологічної безпеки нафтогазового комплексу – розроблення системи запобігання розвитку екологічно-небезпечних процесів на різних етапах життєвого циклу нафтогазовидобувних об'єктів. На основі проведених досліджень розроблено нові еко-ефективні технології та система прогнозування для безпечного управління природоохороною діяльністю об'єктів нафтогазового комплексу. Наведено нові методичні підходи, технічні та технологічні рішення, впровадження яких дозволить підвищити рівень екологічної безпеки нафтогазової галузі. До основних результатів дисертаційної роботи належать:

1. Проаналізовано основні показники екологічної безпеки та розглянуто існуючі аспекти нормативно-правової бази об'єктів нафтогазового комплексу. Визначено недосконалість сучасної системи екологічного менеджменту та необхідність розроблення вдосконаленої методології управління екологічною безпекою на об'єктах нафтогазовидобутку.

2. Розроблено інноваційну концепцію нафтогазового підприємства, яка передбачає профілактичні заходи, моніторинг та оцінку життєвого циклу як засіб забезпечення еко-ефективності. На основі теоретичних та польових досліджень нафтових і газових свердловин проведено оцінку їх життєвого циклу. Це дало можливість встановити найбільшу потужність вхідних та вихідних потоків на етапі буріння, який характеризується високою ймовірністю виникнення аварійних екологічно-небезпечних ситуацій, однак його тривалість становить лише 2 % від загального життєвого циклу нафтогазової свердловини. На етапах підготовки майданчика, монтажу та демонтажу спостерігається висока інтенсивність транспортування та залучення автоспецтехніки. Етап експлуатації виражений середніми значеннями потужності вхідних потоків, але його

тривалість становить близько 85 % від загального життєвого циклу нафтогазової свердловини.

3. Проведено аналіз умов утворення аварійних нафтових і газових фонтанів, виникнення яких супроводжується значними екологічно-небезпечними наслідками. Встановлено фактори, які визначають масу (інтенсивність) викиду флюїду (суміші газів, нафти), розподіл концентрації забруднюючих речовин в атмосфері, нафтове забруднення на земній поверхні.

4. Розроблено математичні моделі витікання флюїду з свердловини та математичну модель розсіювання забруднюючих домішок в атмосферному повітрі при фонтануванні газової свердловини, яка дозволяє визначати розподіл концентрації в просторі та часі за стаціонарних і нестаціонарних умов викиду, а також різних метеорологічних сценаріїв.

5. Вдосконалено математичну модель розтікання нафти по земною поверхнею при фонтануванні нафтової свердловини, яка, на відміну від існуючих, враховує всі основні фактори впливу на даний процес. Це дає можливість ефективно розв'язувати задачі моніторингу атмосферного повітря на територіях розміщення газових свердловин та превентивного прогнозу надзвичайних ситуацій, пов'язаних з аварійним фонтануванням.

6. Представлено програмно-моделюючий комплекс, що реалізує розроблені математичні моделі забруднення атмосферного повітря та земної поверхні в результаті відкритого фонтанування газових та нафтових свердловин відповідно. Результати виконаних модельних експериментів з визначення концентрацій забруднюючих речовин в атмосферному повітрі та визначення товщини нафтової плями на земній поверхні в різних точках територій розміщення фонтануючих газових та нафтових свердловин вкладаються у відповідні довірчі інтервали, обчислені за даними натурних вимірювань відповідно до критерію Стьюдента з надійністю 0,99. Це дає підстави зробити висновок про високу достовірність виконаних модельних експериментів та адекватність розроблених математичних моделей.

7. Визначено принципи управління екологічною безпекою життєвого циклу нафтогазових свердловин та напрямки їх реалізації на основі скорочення вхідних і вихідних потоків. Розроблено стратегію зменшення забруднення довкілля протягом життєвого циклу нафтогазових свердловин, яка базується на принципах стійкого розвитку, еко-ефективності та постійного вдосконалення. Встановлено вплив екологічної досконалості технічних засобів та технологій на рівень екологічної безпеки процесів в нафтогазовому комплексі.

8. Розроблено модель управління екологічною безпекою нафтогазової свердловини, яка передбачає функціонування взаємопов'язаних блоків: інформаційного, моніторингового, прогностного, вибору методів скорочення впливу на довкілля, реалізації еко-ефективних технічних та технологічних рішень і принципів «Lifelong learning», оцінювання та контролю, оптимізаційного. Дана модель функціонує за принципом спіралі постійного вдосконалення. Модель передбачає використання розробленої методики визначення екологічної досконалості нафтогазового устаткування шляхом вибору взірців устаткування із індексом, що відповідає найвищому значенню екологічної досконалості. Основою методики є вибір критеріїв, характерних для обраного устаткування та порівняння їх показників на визначальних етапах життєвого циклу взірця (виготовлення, експлуатація, утилізація).

9. Запропоновано методи щодо модернізації схеми насосно-циркуляційної системи з метою максимальної герметизації елементів устаткування від потрапляння шкідливих речовин бурового розчину в довкілля.

10. Запропоновано конструктивне вирішення пристрою для очищення свердловинного інструменту, який дозволяє провести ефективне очищення інструменту зі складними формами поверхні та нейтралізувати небезпечні речовини. Також вдосконалено систему діагностики устаткування для відбраковування штанг, запобігаючи виникненню аварійних ситуацій, які є потенційними джерелами забруднення довкілля.

11. Запропоновано низку рекомендацій з метою запобігання високому екологічному ризику та скороченню негативного впливу шляхом використання

ряду устаткування та методичних підходів при регламентованій роботі на етапі спорудження свердловини, під час виникнення аварійних ГНВП та відкритих фонтанів, а також для свердловин, виведених з експлуатації.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. A Review of Biodiversity and Land-Use Metrics, Indices, and Methodologies as Related to Agricultural Products Life Cycle Impact Assessment Indicators (LCIA)
URL:
<https://saipatform.org/uploads/Library/Biodiversity%20and%20Land%20Use%20Business%20Report.pdf>
2. Abbasi T., Kumar V., Tauseef S.M., Abbasi S.A. Spread Rate of Flammable Liquids Over Flat and Inclined Porous Surfaces. *Journal of Chemical Health and Safety*. 2018. Vol. 25, Iss. 5. pp. 19–27.
3. Abdallah C. A., Afif C., Masri N. et al. First Annual Assessment of Air Quality Modeling Over Lebanon Using Wrf/Polyphemus. *Atmospheric Pollution Research*. 2018. Vol. 9, Iss. 4. pp. 643–654.
4. About EEA indicators URL: https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/indicators#c0=10&c12-operator=or&b_start=0
5. Ahmed M.G., Elhassan B.M., Bashar K.E. Modeling of Oil Spill in The Sudanese Red Sea Coastal Water. *Sudan Engineering Society Journal*. 2019. Vol. 58, N 2. pp. 45–53.
6. Alimissis A., Philippopoulos K., Tzani C.G., Deligiorgi D. Spatial Estimation of Urban Air Pollution with the Use of Artificial Neural Network Models. *Atmospheric Environment*. 2018. Vol. 191. pp. 205–213.
7. Anne C. Epstein Chapter Five - The Human Health Implications of Oil and Natural Gas Development. *Advances in Chemical Pollution, Environmental Management and Protection*. 2017. Volume 1. P. 113-145. URL: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2468928917300023>
8. APPEA health, safety and environment report 2015–16 URL: https://www.stfs.com.au/wp-content/uploads/2016/12/APPEA_HSE_-Report-2015-16.pdf
9. Applying our safety strategy every day URL: <https://www.total.com/en/commitment/protecting-people/industrial-safety/risk-management>

10. Biletskyi, V., Molchanov, P., Sokur, M., Gayko, G., Savyk, V., Orlovskyy, V., Liakh, M., Yatsyshyn, T., Fursa, R. Research into the process of preparation of Ukrainian coal by the oil aggregation method. *Eastern European Journal of Enterprise Technologies*. 2017. № 3/5 (87), p. 45-53.
URL:<http://journals.uran.ua/eejet/article/viewFile/104123/100830>
11. Brandt A., Masnadi M., Than K. Climate impacts of super-giant oilfields go up with age, Stanford scientists say. 2017. URL:
<https://news.stanford.edu/2017/07/17/climate-impacts-super-giant-oilfields-go-age/>
12. Broni-Bediako E., Amorin R. Effects of Drilling Fluid Exposure to Oil and Gas Workers Presented with Major Areas of Exposure and Exposure Indicators. *Research Journal of Applied Sciences, Engineering and Technology*. 2010. 2(8). p. 710-719
13. Cabaneros S.M., Calautit J.K., Hughes B.R. A Review of Artificial Neural Network Models for Ambient Air Pollution Prediction. *Environmental Modelling & Software*. 2019. Vol. 119. pp. 285–304.
14. Catmull E., Rom R.A. Class of Local Interpolating. *Computer Aided Geometric Design*. 1974. pp. 317–326
15. Clark A., Verity R., Wheeler S., Landau R. Safety and environmental management in the oil and gas industry. A new model to enable line performance. *Booz & Company* 2013 URL:
https://www.strategyand.pwc.com/media/file/Strategyand_Safety-and-Environmental-Management-in-the-Oil-and-Gas-Industry.pdf
16. Clauset A., Post K. Modeling Air Pollution Regulation. *Science*. 2019. Vol. 364, Iss. 6438. pp. 347.1–347.
17. Danaev N.T., Temirbekov A.N., Malgazhdarov E.A. Modeling of Pollutants in The Atmosphere Based on Photochemical Reactions. *Eurasian Chemico-Technological Journal*. 2014. Vol. 16(1). pp. 61–71.
18. Dmytriv A. P., Tymchuk Y. M. Environmental education as the element of ecological safety in the state: research supervisor: T.M. Yatsyshyn «Перспективи розвитку професійно спрямованих мовних компетенцій в сучасній науці»:

Міжнародна науково-практична студентська конференція 13 квітня 2016 року , Житомир. с 22-23.

19. Drew D.A. Mathematical Modeling of Two-Phase Flow. *Annual Review of Fluid Mechanics*. 1983. Vol. 15. pp. 261–291.

20. Eco-efficiency Indicators: Measuring Resource-use Efficiency and the Impact of Economic Activities on the Environment. United Nations publication Copyright United Nations 2009 ST/ESCAP/2561
URL:<https://sustainabledevelopment.un.org/content/documents/785eco.pdf>

21. Ellis R., Adams R.S. Contamination of Soils by Petroleum Hydrocarbons. *Advances in Agronomy*. 1961. Vol. 13. pp. 197–216.

22. Environmental management in oil and gas exploration and production. An overview of issues and management approaches. 68p
URL:<https://www.iogp.org/bookstore/product/environmental-management-in-oil-and-gas-exploration-and-production/>

23. European Commission - Joint Research Centre - Institute for Environment and Sustainability: *International Reference Life Cycle Data System (ILCD) Handbook - Framework and Requirements for Life Cycle Impact Assessment Models and Indicators*. First edition March 2010. EUR 24586 EN. Luxembourg. Publications Office of the European Union; 2010
URL:<https://eplca.jrc.ec.europa.eu/uploads/ILCD-Handbook-LCIA-Framework-Requirements-ONLINE-March-2010-ISBN-fin-v1.0-EN.pdf>

24. Fernandez M.I. Modeling Spreading, Vaporization and Dissolution of Multicomponent Pools. London: Department of Chemical Engineering University College. Torrington Place, 2013. 222 p.

25. Fingas M. Oil Spill Science and Technology. Oxford, United Kingdom : Gulf Professional Publishing, 2016. 1078 p.

26. Garcia-Aristizabala A., Capuanoab P., Russoa R., Gasparinia P. Multi-Hazard Risk Pathway Scenarios Associated with Unconventional Gas Development: Identification and Challenges for Their Assessment. *Energy Procedia*. 2017. Vol. 125. pp. 116–125.

27. HSE – Basic Concepts. Environmental management in oil and gas exploration and production, UNEP Technical Publication Treccani – Petroleum Encyclopaedia URL:<http://www.oil-gasportal.com/environmental-issues/hse-basic-concepts/>
28. HSE policy. URL:<https://www.dragonoil.com/sustainability/health-safety/hse-policy/>
29. Improving safety and productivity in oil and gas operation. White paper. URL: https://www.motorolasolutions.com/content/dam/msi/docs/Oil_and_Gas_Safety_and_Productivity_White_Paper.pdf
30. Industrial pollution in Europe URL: <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/indicators/industrial-pollution-in-europe-3/assessment>
31. Innovative development of resource-saving technologies for mining. Shkitsa L., T. Yatsyshyn, Liakh M. ets. Multi-authored monograph. Sofia: Publishing House “St.Ivan Rilski”, 2018. 439 p.
32. IPIECA and WBCSD announce strategic partnership for an oil and gas industry SDG Sector Roadmap URL:<https://www.wbcsd.org/Programs/People/Sustainable-Development-Goals/News/IPIECA-and-WBCSD-announce-strategic-partnership-for-an-oil-and-gas-industry-SDG-Sector-Roadmap>
33. Інноваційний університет і лідерство: проект і мікропроекти - III. - Т. - Варшава: Wydział "Artes Liberales" UW, 2019. 412с. 131--143. ISBN 978-83-63636-84-5 Підвищення якості надання освітніх послуг у сфері вищої технічної освіти Яцишин Т.М., Шкіца Л.Є., Корнута В.А.
34. Kang M., Cynthia M. Kanno, Matthew C. Reida, ets. Direct measurements of methane emissions from abandoned oil and gas wells in Pennsylvania. *PNAS* – 2014. vol.111. no. 51. 18173–18177. URL: <http://www.pnas.org/content/111/51/18173.full.pdf>
35. Kim H., Lee J.-T. On Inferences About Lag Effects Using Lag Models in Air Pollution Time-Series Studies. *Environmental Research*. 2019. Vol. 171. pp. 134–144.
36. Kokossis A.C., Thompson F., Das T. K. Life Cycle Engineering in the Oil and Gas Industries, with Reference to Hydrodesulphurization of Gas Oil. *Submitted to*

Topical Conference: Sustainable Engineering, Paper 5c, AIChE Annual Proceedings, Austin, TX. 2004. 36p.

37. Lanci G. A., Rinaldi F., Serafini P. Facility Location Model for Air Pollution Detection. *Mathematical Problems in Engineering*. 2018. Vol. 2018. pp. 1–8.

38. Lee J.B., Derome D., Guyer R., Carmeliet J. Modeling the Maximum Spreading of Liquid Droplets Impacting Wetting and Nonwetting Surfaces. *Langmuir*. 2016. Vol. 32(5). pp. 1299–1308.

39. Letter to EC regarding proposal for a new climate and energy framework to 2030
URL: https://32zn56499nov99m251h4e9t8-wpengine.netdna-ssl.com/wp-content/uploads/2016/10/European_Council_letter_March_20141.pdf

40. Liang G., Chen Y., Chen L., Shen S. Maximum Spreading for Liquid Drop Impacting on Solid Surface. *Industrial & Engineering Chemistry Research*. 2019. Vol. 58, N 23. pp. 10053–10063.

41. Litovitz A., Curtright A., Abramzon S. et al. Estimation of Regional Air-Quality Damages From Marcellus Shale Natural Gas Extraction in Pennsylvania. *Environmental Research Letters*. 2013. Vol. 8, N 1. 8 p.

42. Lu J., Dai H.C. Numerical Modeling of Pollution Transport in Flexible Vegetation. *Applied Mathematical Modelling*. 2018. Vol. 64. pp. 93–105.

43. McGill W.B. Soil Restoration Following Oil Spills – a Review. *Journal of Canadian Petroleum Technology*. 1977. Vol. 16, Iss. 2. pp. 60–67.

44. Metrics: Disability-Adjusted Life Year (DALY) URL: https://www.who.int/healthinfo/global_burden_disease/metrics_daly/en/

45. Mackay D., Matsugu R. Evaporation Rates of Liquid Hydrocarbon Spills on Land and Water. *Canadian Journal of Chemical Engineering*. 1973. Vol. 5. pp. 434–439.

46. Naseri M. RAM Analysis of Oil and Gas Production. Facilities Operating in the Arctic Offshore. Expert Judgements and Operating Conditions. A dissertation for the degree of Philosophiae Doctor. June 2016

47. Nelson J.R., Grubestic T.H. Oil Spill Modeling: Risk, Spatial Vulnerability, and Impact Assessment. *Progress in Physical Geography: Earth and Environmen*. 2018. Vol. 42, Iss. 1. pp. 112–127.
48. Nikezić D.P., Lončar B.B., Gršić Z.J., Dimović S.D. Mathematical Modeling of Environmental Impacts of a Reactor Through the Air. *Nuclear Technology and Radiation Protection*. 2014. Vol. 29(4). pp. 268–273.
49. Pasquill F. Atmospheric Dispersion of Pollution. *Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society*. 1971. N 414. pp. 369–395.
50. Pittinger C.A., Bachman R., Barton A.L. ets., A Multi-Stakeholder Framework for Ecological Risk Management: *Summary of a SETAC Technical Workshop*. Pittinge. URL:
https://c.ymcdn.com/sites/www.setac.org/resource/resmgr/publications_and_resources/ermsummbklet.pdf
51. Pollution Prevention (P2) URL: <https://www.epa.gov/p2/learn-about-pollution-prevention>
52. Pollution prevention act of 1990. 2002 URL: <http://www.p2.org/wp-content/ppa.pdf>
53. Pollution Prevention Resources. United States Environmental Protection Agency EPA. URL: <https://www.epa.gov/p2/pollution-prevention-resources#p2rx>
54. Popov O., Kovach V., Bliashenko O., Kovach V., Smetanin K. Development of Mathematical Means for Estimation of Ecological and Economical Losses From Pollution of Atmospheric Air in Zones of Technogenic Objects Impact. *Journal "Riscuri Si Catastrofe"*. 2015. NR. XIV, VOL. 17, NR.2/2015. P. 97–108.
55. Popov O., Iatsyshyn A., Kovach V. et al. Risk Assessment for the Population of Kyiv, Ukraine as a Result of Atmospheric Air Pollution. *Journal of Health and Pollution*. 2020. Vol. 10, Iss. 25. p. 1-11. 200303.
56. Raj P.K.P., Kalelkar A.S. Fire Hazard Presented by a Spreading Burning Pool of Liquefied Natural Gas on Water. *Fall Meeting of Western States Section of the Combustion Institute*. 1973. pp. 44–50.

57. Ramire P. Reserve Pit Management: Risks to Migratory Birds. U.S. Fish and Wildlife Service Cheyenne, Wyoming. 2009. 32 p.
58. Ratchagar N.P., Hemalatha S.V. Mathematical Model to Study the Spread of Spilled Oil in the Soil. *Applications & Applied Mathematics*. 2016. Vol. 11, Iss. 1. pp. 351–363.
59. Rutgers M., Faber J.H., Postma J.F., Eijsackers H. Site-specific ecological risks: A basic approach to the function-specific assessment of soil pollution. Wageningen: *The Netherlands Integrated Soil Research Programme* (Rapporten Programma Geïntegreerd Bodemonderzoek, volume 28) 18 p., 1 app.
60. Safety and Health Management System in Oil and Gas Industry. URL: <https://www.wipro.com/oil-and-gas/safety-and-health-management-system-in-oil-and-gas-industry/>
61. Shaw P., Briscoe F. Spread and Evaporation of Liquid. *Progress in Energy and Combustion Science*. 1980. Vol. 6, N 2. pp. 127–140.
62. Shkitsa L., Yatsyshyn T., Lyakh M., Sydorenko O. 2016. Means of atmospheric air pollution reduction during drilling wells.: *Materials Science and Engineering: IOP Conference Series*. Volume 144, Issue 1, pp. 012009 (2016). <http://iopscience.iop.org/article/10.1088/1757-899X/144/1/012009>;
63. Shkitsa L., Yatsyshyn T., Lyakh M., Sydorenko O. Innovative approaches to the formation of environmental safety at the objects of oil and gas production. *Materials Science and Engineering: IOP Conf. Series* 749 (2020) 012009 IOP Publishing doi:10.1088/1757-899X/749/1/0120092019
64. Shkitsa L., Yatsyshyn.T, Liakh M. ets. Innovative development of resource-saving technologies for mining. Multi-authored monograph. Sofia: Publishing House “St.Ivan Rilski”, 2018. 439 p.
65. Shkitsa L.,Yatsyshyn T, Lyakh M., Sydorenko O. Means of atmospheric air pollution reduction during drilling wells. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*. Volume 144. Issue 1. pp. 012009 (2016).

66. Skitsa L., Yatsyshyn T., Liakh M., Sydorenko O. Ways of increasing the safety of pumping-circulatory system of the drilling rig. *Mining of Mineral Deposits*. Volume 12 (2018). Issue 3, pp. 71-79. URL:http://mining.in.ua/2018vol12_3_9.html
67. Soeder D.J., Sharma S., Pekney N. et al. An Approach for Assessing Engineering Risk from Shale Gas Wells in the United States. *International Journal of Coal Geology*. 2014. Vol. 126. pp. 4–19.
68. Song C., Huang G., Zhang B. et al. Modeling Air Pollution Transmission Behavior as Complex Network and Mining Key Monitoring Station. *IEEE Access*. 2019. Vol. 7. pp. 121245–121254.
69. Spannuth M.J., Neufeld J.A., Wettlaufer J.S., Worster G.M. Axisymmetric Viscous Gravity Currents Flowing Over a Porous Medium. *Journal of Fluid Mechanics*. 2009. Vol. 622. pp. 135–144.
70. Steinberga I., Sustere L., Bikse J. et al. Traffic Induced Air Pollution Modeling: Scenario Analysis for Air Quality Management in Street Canyon. *Procedia Computer Science*. 2019. Vol. 149. pp. 384–389.
71. The new challenges of the oil and gas industry. Juli. 2016. URL: <https://www.veolia.com/sites/g/files/dvc181/f/assets/documents/2016/09/Veolia-Oil-Gas-July-2016.pdf>
72. Yatsyshyn T., Mykhailiuk Y., Liakh M., Mykhailiuk I., Savyk V., Dobrovolskyi I. Establishing the dependence of pollutant concentration on operational conditions at facilities of an oil-and-gas complex. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies. Ecology*. 2018 №2/10 (92). p. 56-63. URL:<http://journals.uran.ua/eejet/article/view/126624/124846>
73. Yatsyshyn, T., Shkitsa L., Popov O., Liakh M. Development of mathematical models of gas leakage and its propagation in atmospheric air at an emergency gas well gushing. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies ECOLOGY*. 2019 Vol 5, No 10 (101) p.49-59. DOI: <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2019.179097> <http://journals.uran.ua/eejet/article/view/179097>

74. Yeh, S., Jordann S.M., Brandt A.R., Turetsky M., Spatari S., Keith D.W Land use greenhouse gas emissions from conventional oil production and oil sands. *Environmental Science & Technology* 2010, 44, 8766–8772.
75. Абрамов Ю.О., Байтала М.Р. Математична модель пожежі нафтопродукту на залізничному транспорті. *Пожежна безпека: теорія і практика*. 2009. № 4. С. 10–13.
76. Агадулин И.И., Игнатъев В.Н., Сухоруков Р.Ю. Экологические аспекты негерметичности заколонного пространства в скважинах различного назначения. *Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело»*. 2011. № 4. с. 82-90. URL: http://ogbus.ru/authors/Agadullin/Agadullin_1.pdf
77. Агадулин И.И., Игнатъев В.Н., Сухоруков Р.Ю. Экологические аспекты негерметичности заколонного пространства в скважинах различного назначения. *Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело»*. 2011. №4. с. 82-90. URL: http://ogbus.ru/authors/Agadullin/Agadullin_1.pdf
78. Адаменко О. М., Адаменко Я.О., Яцишин Т.М. та ін. Екологічна безпека нафтогазового комплексу у західному регіоні Колективна монографія [ін.; за ред. проф. Я. О. Адаменка. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2017.
79. Азаров С.І., Сидоренко В.Л., Середа Ю.П. Становлення екологічної безпеки як наукової дисципліни. *Матеріали II Міжнародної науково-практичної конференції “Екологічна безпека як основа сталого розвитку суспільства. Європейський досвід і перспективи”*. Львів: ЛДУ БЖД, 2015. 390 с.
80. Алберг Дж., Нильсон Э, Дж. Уолш. Теория сплайнов и ее приложения М. : Мир, 1972. 316 с.
81. Антонов О. К., та ін. Українська радянська енциклопедія: у 12 т. / гол. ред. М. П. Бажан ; редкол.: 2-ге вид. К. : Головна редакція УРЕ, 1974–1985.
82. Артемчук В. О., Білан Т. Р., Блінов І. В. Яцишин Т.М. та ін. Теоретичні та прикладні основи економічного, екологічного та технологічного функціонування об’єктів енергетики; за ред. А. О. Запорожця, Т. Р. Білан. Київ, 2017. 312 с.

83. Артемчук В. О., Попов О. О., Яцишин А. В., Кириленко Ю. О., Яцишин Т.М. Перспективи розробки математичних та програмних засобів перевірки екологічної ефективності прийняття управлінських рішень. *Моделювання та інформаційні технології: зб. наук. пр. Ін-ту проблем моделювання в енергетиці ім. Г.Є. Пухова НАН України*, Випуск 85. 2018. С.75-80.
84. Артемчук В. О., Попов О. О., Яцишин А. В., Кириленко Ю. О., Яцишин Т.М. Перспективи розробки математичних та програмних засобів перевірки екологічної ефективності прийняття управлінських рішень. *Моделювання та інформаційні технології: зб. наук. пр. Ін-ту проблем моделювання в енергетиці ім. Г.Є. Пухова НАН України*, Випуск 85. 2018. С.75-80.
85. Артемчук В.О., Каменева І.П., Яцишин А.В., Яцишин Т.М. Методичні та інформаційні засоби аналізу екологічних ризиків на основі даних моніторингу. *Моделювання та інформаційні технології*. Випуск 83 . 2018. С. 48-62.
86. Асфандриянов Х.А., Максutow Р.А. Нефтегазопроявления и открытые фонтаны при эксплуатации скважин М.: Недра, 1986. 231 с.
87. Атмосфера: справочник [под общ. ред. Ю.С. Седунова, С.И. Авдюшина, Е.П. Борисенкова и др.]. Л. : Гидрометеиздат, 1991. 510 с.
88. Атмосфера: справочник [под общ. ред. Ю.С. Седунова, С.И. Авдюшина, Е.П. Борисенкова и др.]. Л. : Гидрометеиздат, 1991. 510 с.
89. Атмосферная турбулентность и моделирование распространения примесей [ред. Ф.Т. Ньистадта, Х. Ван Допа.] Л. : Гидрометеиздат, 1985. 351 с.
90. Атнабаев А.Ф., Бахтизин Р.Н., Нагаев Р.З. и др. ГИС модели для анализа последствий аварийных разливов нефти. *ArcReview. Современные геоинформационные технологии*. 2005. № 1(32). С. 18–19.
91. Атнабаев А.Ф., Бахтизин Р.Н., Павлов С.В., Сайфутдинова Г.М. Оценка последствий аварийных разливов нефти на магистральных нефтепроводах. *Нефтегазовое дело*. 2006. Т. 4, № 1. С. 239–242.
92. Бакулін Є.М., Яворський М.М., Світлицький В.М. та ін. Концепція системи управління охороною навколишнього середовища на об'єктах ДК

«Укргазвидобування» відповідно до вимог стандартів ISO 14000. *Нафтогазова енергетика*. Всеукраїнський науково-технічний журнал. №1(2). 2007. с. 5-11.

93. Басманов А.Е., Горпинич И.А. Растекание жидкости на негладкой горизонтальной поверхности при аварии на железнодорожном транспорте. *Проблеми надзвичайних ситуацій*. 2014. Вип. 20. С. 16–20.

94. Басниев К.С., Дмитриев Н.М, Розенберг Г.Д. Нефтегазовая гидромеханика М., Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2003. 480 с.

95. Бахтизин Р.Н., Р.З. Нагаев Использование геоинформационных технологий для повышения эффективности предупреждения и ликвидации аварий на трубопроводном транспорте. *Башкирский экологический вестник*. 2003. №2(13). С. 17–20.

96. Белов П.Г. Системный анализ и моделирование опасных процессов в техносфере: Учеб. пособие для студентов высших учебных заведений. - М.: Издательский центр «Академия», 2003. 512 с.

97. Белоусова И.А., Костерин А.В. Моделирование переноса жидких углеводородов в почвах и грунтах. *Теоретические и практические проблемы геоэкологии*: тезисы докладов Международной научной конференции 22–23 мая 2001 г. Минск : БГУ, С. 230–232.

98. Берзіна С.В. Системи екологічного управління. Довідниковий посібник з впровадження міжнародних стандартів серії ISO 14000. К.: Aiva Plus Ltd, 2009. 62 с.

99. Берзіна С.В., Яреньковська І.І., та ін. Системи екологічного управління: сучасні тенденції та міжнародні стандарти. Посібник К: Інститут екологічного управління та збалансованого природокористування, 2017. 134 с.

100. Берлянд М.Е. Современные проблемы атмосферной диффузии и загрязнения атмосферы. Л. : Гидрометеиздат, 1975. 448 с.

101. Белікова І.В., Костріков А. В. Показники здоров'я населення та сучасні погляди на методіку їх розрахунку. Актуальні проблеми сучасної медицини: Вісник української медичної стоматологічної академії. 2017. №1 (57). URL:

<https://cyberleninka.ru/article/n/pokazniki-zdorov-ya-naselennya-ta-suchasni-poglyadi-na-metodiku-yih-rozrahunku> (дата звернення: 11.07.2018).

102. Близько 44% випадків профзахворювань - наслідок недосконалості технологічного процесу

URL:<https://ua.interfax.com.ua/news/pharmacy/551700.html>

103. Бойченко О.В., Аксьонов О. Ф., Бойченко С. В., Береговий О. М. Апробація лабораторної моделі “дихального” клапана нового покоління для резервуарів.

Вісник НАУ. 2001 Том 10. № 3 URL:

<http://jrn1.nau.edu.ua/index.php/visnik/article/view/12180>

104. Болодьян И.А., Чугуев А.П., Федотов А.П. Провести исследования условий безопасного проведения операций с криогенными веществами : отчет о НИР М. : ВНИИПО, 1988. 152 с.

105. Брилл Дж.П. Мукерджи Х. Многофазный поток в скважинах: монография, [пер. с англ. Ю.В. Русских.] М., Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. 384 с.

106. Будівництво оцінювально-експлуатаційної свердловини №73 на летнянському газовому родовищі. *Оцінка впливу на навколишнє середовище.* Львів 2011.

107. Быховский А.И. Растекание. К. : Наукова Думка, 1983. 192 с.

108. В нацпарке «Бузулукский бор» Оренбуржья сложилась взрывоопасная ситуация *ИА REGNUM* URL: <https://regnum.ru/news/1894806.html>

109. В Україні готуються істотно збільшити видобуток газу URL: <http://jkg-portal.com.ua/ua/publication/one/v-ukrajin-gotujutsja-stotno-zblshiti-vidobutok-gazu-53412>

110. Василик І.І. Модель процесу видобутку нафти і газу як сфери походження специфічних функцій і задач управління. *Наукові праці Кіровоградського національного технічного університету.* 2013. вип. 23. с.55-62

111. Васильков В.Г. «Організація виробництва: Навчальний посібник». 2003. URL: <http://www.dut.edu.ua/ru/lib/1/category/743/view/1170>

112. Васілевський О.М., Ігнатенко О. Г. Нормування показників надійності технічних засобів: навчальний посібник. Вінниця : ВНТУ, 2013. 160 с.
113. Венгерцев Ю.О. Концепція дослідження технічного стану сталевих резервуарів. *Нафтова і газова промисловість*. №5. 2005. с. 53 – 55.
114. Венгерцев Ю.О., Бугай В.Ю. Прогнозування технічного стану і залишкового ресурсу експлуатації резервуарів. *Нафтова і газова промисловість*. №6. 2005. с.60 – 62.
115. Витвицький Я.С., Кернична А.Є. Механізм державного управління в екологічній сфері на регіональному рівні та напрямки його вдосконалення. *Актуальні проблеми державного управління*. 2012. № 2 (42). с.178-186
116. Вицин Д.Ю., Алексеев В.А. Моделирование аварийного истечения нефтепродуктов на проницаемой поверхности. *Вестник Казанского технологического университета*. 2014. Т. 17, Вып. 4. С. 263–265.
117. Владимиров В. А., Дубнов П.Ю. Аварийные и другие несанкционированные разливы нефти. *Стратегия гражданской защиты: проблемы и исследования*. 2013. №1. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/avariynnye-i-drugie-nesanktsionirovannyye-razlivy-nefti> (дата звернення: 07.07.2018)
118. Востоков В.Ю. О методических подходах, используемых при расчете испарения пролитой жидкости. *Проблемы анализа риска*. 2006. Т. 3, № 4. С. 379–382.
119. Временное методическое руководство по оценке экологического риска деятельности нефтебаз и автозаправочных станций. М. : Нефть, 1999. 42 с.
120. Вчені: кількість землетрусів збільшилася через людську діяльність URL: <https://glavcom.ua/world/observe/vcheni-kilkist-zemletrusiv-zbilshilasya-cherez-lyudsku-diyalnist-454796.html>
121. Вязунов Е.В., Дымшиц Л.А. Методы обнаружения утечек из магистральных нефтепродуктопроводов. *Обзорная информация. Серия «Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов»*. М. : ВНИИОЭНГ, 1979. 51 с.

122. Газовая бомба под Астраханью. *Свободная пресса* URL: <https://svpressa.ru/society/article/50343/>
123. Галанина И.А., Уразова Е.А. Экологическая модернизация нефтегазового комплекса. *Вопросы экономики и менеджмента в отраслевых комплексах* с. 460 – 463.
124. Гильманов С.А., Ишмухаметова А.А. Моделирование разливов нефти при разрушении трубопровода в процессе транспортировки. *Альтернативные источники энергии в транспортно-технологическом комплексе: проблемы и перспективы рационального использования*. 2015. Т. 2, № 1. С. 174–177.
125. Гожик А.П., Байсарович І.М. Екологічна оцінка проектів видобутку корисних копалин. Навчальний посібник. Київський національний університет, 2010. 46 с. Режим доступу URL: http://www.geol.univ.kiev.ua/lib/eco_ocinka.doc
126. Горпинич И.А. Методы оценки площади разлива горючей жидкости при аварии железнодорожной цистерны. *Проблемы пожарной безопасности*. 2012. Вып. 31. С. 44–47.
127. Горпинич И.А. Моделирование горения жидкости, растекающейся по горизонтальной поверхности. *Проблемы пожарной безопасности*. 2013. Вып. 33. С. 45–48.
128. Горпинич И.А. Моделирование динамики разлива горючей жидкости на горизонтальной поверхности. *Пожарная безопасность*. 2012. Вып. 32. С. 50–56.
129. ГОСТ 22.0.05-97. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Техногенные чрезвычайные ситуации. Термины и определения. [Чинний від 26 грудня 1994 р N 362]. URL:<http://docs.cntd.ru/document/gost-22-0-05-97>.
130. Губайдуллин М.Г., Лохов А.С., Коробов В.Б., Тарасова Г.М. Экспериментальное исследование испаряемости нефти с целью моделирования загрязнения природной среды при разливах на земную поверхность в Арктике. *Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов*. 2016. № 4(106). С. 137–145.

131. ДБН В.2.8-12-2000. Типові норми витрат пального і змащувальних матеріалів для експлуатації техніки в будівництві [Чинний від 01 липня 2000 р. №9] URL: https://dnaop.com/html/43045_6.html
132. Державний облік нафтових і газових свердловин. URL: <http://geoinf.kiev.ua/derzhavnyu-oblik-rodovyshch-ta-zapasisv-korysnykh-kopalyn/derzhavnyu-oblik-naftovykh-i-hazovykh-sverdlovyn/>
133. Джигирей В.С. Екологія та охорона навколишнього природного середовища. Навчальний посібник К.: Знання, 2006. 319 с.
134. Директива 1999/32/ЕС від 26 квітня 1998 р. щодо зменшення вмісту сірки у певних видах рідкого палива. URL: http://navigator.eurointegration.com.ua/euro_act_tasks/details?id=directive
135. Директива 2001/80/ЕС від 23 жовтня 2001 р. стосовно встановлення граничного рівня викидів певних забруднювачів до атмосфери великими спалювальними установками. URL: http://navigator.eurointegration.com.ua/euro_act_tasks/details?id=directive
136. Директива 2008/50/ЄС Європейського Парламенту та Ради від 21 травня 2008 року про якість атмосферного повітря та чистіше повітря для Європи. Дата доступу 30.09.2019. URL.: https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/994_950
137. Директива 2008/50/ЄС Європейського Парламенту та Ради від 21 травня 2008 року про якість атмосферного повітря та чистіше повітря для Європи. URL:https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/994_950
138. Директива 2010/75/ЄС Європейського Парламенту та Ради від 24 листопада 2010 року про промислові викиди (інтегроване запобігання та контроль забруднення). Дата доступу 30.09.2019. URL: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=%2068049
139. Директива 85/337/ЕЕС від 27 червня 1985 р. стосовно оцінки впливу певних державних та приватних проєктів на навколишнє середовище з поправками, внесеними Директивою 97/11/ЕС та Директивою 2003/35/ЕС. URL: http://navigator.eurointegration.com.ua/euro_act_tasks/details?id=directive

140. Директива № 2003/55/ЄС від 26.03.2003 стосовно спільних правил для внутрішнього ринку природного газу. URL: http://navigator.eurointegration.com.ua/euro_act_tasks/details?id=directive
141. Директива Ради 2006/67/ЄС від 24 липня 2006 р. про введення зобов'язань країн-членів ЄЕС підтримувати мінімальні резерви сирої нафти та/або нафтопродуктів. URL: <https://rezerv.gov.ua/mizhnarodne-sivrobitnictvo/minimalni-zapasi-nafti-ta-naftoproduktiv/direktiva-2009119yes>
142. Директива Ради 2009/119 від 14 вересня 2009 р. щодо зобов'язання країн членів ЄС підтримувати мінімальні запаси сирої нафти та / або нафтопродуктів. URL: <https://rezerv.gov.ua/mizhnarodne-sivrobitnictvo/minimalni-zapasi-nafti-ta-naftoproduktiv/direktiva-2009119yes>
143. Добровольский Г.Д., Гришина Л.А. Охрана почв. М. : Изд-во Москов. ун-та, 1985. 223 с.
144. Добровольський В.В. Екологічні знання. Київ: Професіонал, 2014. 299 с.
145. Добровольський І.В., Лях М.М., Федоляк Н.В., Яцишин Т.М. Дослідження технічних показників устаткування для гідроабразивного відрізання обладнання з фонтануючої свердловини. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2017. №1(62). С.7-16.
146. Добровольський І.В., Лях М.М., Саманів Л.В., Яцишин Т.М. Проблеми ліквідації відкритого нафтогазового фонтану. *Актуальні задачі сучасних технологій*. Збірник тез доповідей. Том II. V Міжнародної науково-технічної конференції молодих учених та студентів, Тернопіль, 17-18 листопада 2016. /М-во освіти і науки України, Терн. націон. техн. ун-т ім.І. Пулюя [та ін]. Тернопіль: ТНТУ, 2016. С. 391 – 392.
147. Добыча и экологическая безопасность: что поставлено на кон. URL: <http://tek360.rbc.ru/articles/30/#start>
148. Дроздова Т.И., Рябцев М.А. Анализ причинно-следственных связей возгорания газового фонтана на газоконденсатном месторождении. *Пожарная безопасность*. 2018. Т. 3, № 4. С. 112–120.

149. ДСТУ 2860-94 Надійність техніки. Терміни та визначення [Чинний від від 28 грудня 1994 р. № 333]. URL: https://dnaop.com/html/2273/doc-%D0%94%D0%A1%D0%A2%D0%A3_2860-94
150. ДСТУ ISO 14031:2016 Екологічне керування. Настанови щодо оцінювання екологічної характеристики.[Чинний від 02.03.2004 р. № 169] URL: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=51472
151. ДСТУ ISO 14040:2013 Екологічне управління. Оцінювання життєвого циклу. Принципи та структура [Чинний від 29 листопада 2013 № 1424]. URL: http://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=70997
152. ДСТУ ISO 14041:2004 Экологическое управление оценка жизненного цикла. Определение цели и сферы применения и анализирование инвентаризации [Чинний від 02 серпня 2004 № 169]. URL: http://online.budstandart.com/ru/catalog/doc-page?id_doc=51326
153. ДСТУ ISO 9000-2001 Система управління якістю. Основні положення та словник [На заміну ДСТУ 3230-95; Чинний від 27 червня 2001]. Вид.офіц.: Держспоживстандарт України 2008.
154. ДСТУ ISO/TR 14049:2004. Экологическое управление. Оценивание жизненного цикла. Примеры применения iso 14041 для определения цели и сферы применения и анализ инвентаризации [Чинний від 02 серпня 2004 № 169]. URL: http://online.budstandart.com/ru/catalog/doc-page?id_doc=51327
155. ДСТУ ISO 14001:2015 Системи екологічного управління. Вимоги та настанови щодо застосування. [На заміну ДСТУ ISO 14001:2015; Чинний від 21 грудня 2015]. Вид.офіц.: Київ ДП «Укр НДНЦ» 2016.
156. Егоров А.Ф., Савицкая Т.В. Управление безопасностью химических производств на основе новых информационных технологий. М.: Химия, Колосс, 2004. 416 с.
157. Егорова Е.Н. Методические основы оценки экономического ущерба, возникающего в результате аварийных разливов нефти на морских акваториях. *Электронный журнал «Исследовано в России»*. 2004. С. 955–971.

158. Екологічні показники URL: <https://menr.gov.ua/content/ekologichni-rokazniki.html>
159. ЕКОтрансформація: досягнення, складнощі року, що минає, у сфері «еко», та головні завдання на 2019 рік. Частина 1. «Екологія підприємства» № 12, 2018 URL: <http://ecolog-ua.com/articles/ekotransformaciya-dosyagnennya-skladnoshchi-roku-shcho-mynuv-u-sferi-eko-ta-golovni>
160. Елизарьев А.Н., Юсупов Т.Р., Елизарьева Е.Н. Прогнозирование разливов нефтепродуктов при железнодорожных авариях. *Бюллетень результатов научных исследований*. 2016. Вып. 3–4. С. 28–35.
161. Енергетична стратегія України на період до 2030р.: Розпорядження Кабінету Міністрів України від 24.07.2013 № 1071. URL: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/n0002120-13/para3#n3>
162. Єгоров Ю.В. Теоретико-методологічні засади аналізу екологічної безпеки в контексті державного управління *Науковий вісник Академії муніципального управління. Серія: Управління*. 2010. Вип. 1. С. 186-195.
163. Жайнаков А.Ж., Хикметов А.К., Каржаубаев К.К. Математическое моделирование переноса нефтяной пленки на поверхности моря. *Вестник КазНУ им. Аль-Фараби. Серия «Математика, механика и информатика»*. 2015. № 3(86). С. 141–150.
164. Жумагулов Б.Т., Монахов В.Н. Гидродинамика нефтедобычи. Алма-Аты : КазгосИНТИ, 2001. 336 с.
165. Забруднення повітря у світі: Індекс якості повітря в реальному часі. URL: <https://waqi.info/uk/#/c/45.569/25.566/4.3z>
166. Задачин В.М., Конюшенко І.Г. Чисельні методи: навч. посіб. Х. : ХНЕУ ім. С. Кузнеця, 2014. 180 с.
167. Заикин И.А., Загвоздкин В.К., Макиев Ю.Д. и др. Методика оценки эколого-экономических последствий загрязнения земель нефтью и нефтепродуктами. *Проблемы анализа риска*. 2005. Т. 2, № 1. С. 6–28.

168. Зайцев А.В., Пеленко Ф.В. Моделирование течения вязкой жидкости в трубе. *Научный журнал НИУ ИТМО. Серия «Процессы и аппараты пищевых производств»*. 2012. 6 с.
169. Залипаева О.А., Трусов А.С. Растекание жидкости по горизонтальной поверхности. *Известия ВолгГТУ. Серия «Реология, процессы и аппараты химической технологии»*. 2012. № 1. С. 65–67.
170. Зарипова А.Р., Ганиева А.А., Колесник А.А. Анализ проблем прогнозирования разливов нефтепродуктов в резервуарных парках. *Нефтегазовое дело*. 2017. Т. 15, № 2. С. 192–196.
171. Зацева С.Н., Дианский Н.А., Журавель В.И. и др. Моделирование разливов нефти в море для планирования мероприятий по обеспечению экологической безопасности при реализации нефтегазовых проектов. Часть 2. Особенности реализации прикладных задач. *Проблемы Арктики и Антарктики*. 2016. № 1(107). С. 5–18.
172. Иванова Т.Ю. Оценка объемов возможных аварийных разливов нефтепродуктов. *Научно-технические ведомости СПбПУ. Естественные и инженерные науки*. 2011. № 2. С. 309–312.
173. Из 330 заброшенных скважин Сибири происходят выбросы нефти и газа. URL: <https://utro.ru/news/2003/05/15/147894.shtml>
174. Ipieca URL: <http://www.ipieca.org/about-us/>
175. Иващенко В.Т., Шкіца Л.Є., Яцишин Т.М., Лях М.М. Пристрій для очищення свердловинного інструмента. Патент України на винахід №108717, заявка № а201406008 від 02.06.2014, опубл. 25.05.15, Бюл.№10 URL: <http://uapatents.com/5-108717-pristriij-dlya-ochishhennya-sverdlovinnogo-instrumenta.html>
176. Інтеграція положень Конвенцій Ріо у національну політику України. Проект ПРООН/ГЕФ. United Nations Development Programme. К., 2014. 131 с.
177. Казакова Н.А. Современный стратегический анализ. М.: Издательство Юрайт, 2015. 500 с. (Серия : Магистр).

178. Казначеев П., Базалева Р. Разработка заброшенных и отработанных нефтегазовых скважин. Аналитическая справка Центра сырьевой экономики РАНХиГС 2015. URL: http://cre.ranepa.ru/wp-content/uploads/2015/12/Policy_paper_Redevelopment_of_abandoned_wells.pdf
179. Как можно использовать заброшенные нефтяные скважины URL:<http://www.innocom.ru/news/kak-mozhno-ispolzovat-zabroshennyye-neftjanye.html>
180. Калач А.В., Щербаков О.В. Математическое моделирование нефтяного загрязнения водной поверхности. *Научно-аналитический журнал «Вестник Санкт-Петербургского университета Государственной противопожарной службы МЧС России»*. 2013. № 4. С. 88–94.
181. Капітальні інвестиції на охорону навколишнього природного середовища за видами економічної діяльності з розподілом за видами природоохоронних заходів у 2018 році URL: https://ukrstat.org/uk/operativ/operativ2016/ns_rik/ns_rik_reg/onps_u/kionps_e_k_u.htm
182. Кирик Г. В., Стадник О. Д., Лавренко О. М. Установка для утилізації бензинових парів. 2007 UA27877 U МПК (2006) B01D 53/14
183. Кирина А. Диаграмма Исикава. *Материали семинара «Вопросы стандартизации, акредитации и качества»*. Новосибирск КТИ НП СО РАН №1, 2007
184. Клименко Л.П., Пізінцалі Л.В., Александровська Н.І., Євдокимов В.Д. Метрологія, стандартизація та управління якістю. Миколаїв: Вид-во ЧДУ ім. Петра Могили, 2011. 243с.
185. Клімова Н. Історія освоєння Бориславського нафтового родовища та екологічні наслідки його експлуатації. 2008. URL: https://seniv.io.ua/s23766/istoriya_osvonnya_borislavskogo_naftovogo_rodovishcha_ta_ekologichni_naslidki_yogo_ekspluatacie

186. Ковалко О.М., Хомик П.М., Андрієвський А.В., Трусова М.В. Пріоритетні напрями актуалізації системи стандартизації в нафтогазовій галузі. *Нафтогазова галузь України*. 2016. №2. с. 5-8.
187. Козлитин А.М., Попов А.И., Козлитин П.А. Количественный анализ риска возможных разливов нефти и нефтепродуктов. *Управление промышленной и экологической безопасностью производственных объектов на основе риска*. 2005. С. 135–151.
188. Козуля Т.В., Емельянова Д.І. Екологічний ризик на різних рівнях дослідження природно-техногенних систем, інформаційне забезпечення його оцінки. *Проблеми інформаційних технологій*. 2015. №17. с.138-144.
189. Кондрашков Ю.А., Шевяков Г.Г. Исследование процесса растекания криогенных жидкостей при проливе на открытую поверхность: отчет о НИР. Балашиха: НПО «Криогенмаш», 1976. 140 с.
190. Коренюк П.І. Методологічні засади визначення інтегрального показника екологічного стану земельної території. *Екологія і природокористування*. 2003. Вип. 6. с. 85-91
191. Корпоративний річний звіт з охорони довкілля 2018р. Група Нафтогаз Дата доступу 06.10.2019. URL: <http://www.naftogaz.com/files/Activities/Grupa-Naftogaz-Oxorona-dovkillya-2018.pdf>
192. Корпоративний річний звіт з охорони довкілля за 2017 рік групи Нафтогаз URL:<http://www.naftogaz.com/files/Activities/Grupa-Naftogaz-Oxorona-dovkillya-2017.pdf>
193. Костерин А.В. Моделирование загрязнения почв и грунтов органическими жидкостями. *Современные проблемы математического моделирования: труды IX Всероссийской школы-семинара 17–21 сентября 2001 г. Ростов-на-Дону* : РГУ. С. 142–147.
194. Кузьменко В. А. Газо- нефте- водопроявления и открытые фонтаны в период с 1944 по 2000 годы. Обстоятельства и причины их возникновения. Киев. 2006. 521с.

195. Кульдеев Е.И., Бектургапова Г.С., Адепбаев Е.А. Исследование фильтрации нефти в почву при авариях нефтепроводов. *Инженерное образование и наука в XXI веке: проблемы и перспективы*: труды международного форума, 22–24 октября 2014 Алматы : КазНТУ им. К.И. Сатпаева, Т. 1. С. 187–189.
196. Кустовська О. В. Методологія системного підходу та наукових досліджень: Курс лекцій. Тернопіль: Економічна думка, 2005. 124 с.
197. Лабій Ю. А., Мельничук Г. М. Взаємозв'язок системної гіпоплазії емалі із загальносоматичними захворюваннями у дітей, на які впливають різні екопатогени. *Клінічна стоматологія*. 2015. №1. с. 63 – 68.
198. Ландау Л.Д., Лившиц Е.М. Гидродинамика. М. : Наука, 1986. 736 с.
199. Ларионов В.И. Моделирование аварийных разливов нефти на суше с применением ГИС-технологий : методика. М. : Центр исследований экстремальных ситуаций, 2004. 22 с.
200. Леонтьев Н.Е. Основы теории фильтрации : учеб. пособ.; 2-е изд. М. : МАКС Пресс, 2017. 88 с.
201. Лисиченко Г.В., Забулонов Ю.Л., Хміль Г.А. Природний, техногенний та екологічний ризику: аналіз, оцінка, управління: монографія. НАН Україна, Ін-т геохімії навколишнього середовища. Київ: Наук. думка, 2008. 544с.
202. Лифиц, И. М., Жукова Ф. А., Николаева М. А. Товарный менеджмент: учебник для прикладного бакалаврата. Москва : Издательство Юрайт, 2017. 405 с.
203. Логанов Ю.Д., Соболевский В.В., Симонов В.М. Открытые фонтаны и борьба с ними: справочник. М. : Недра, 1991. 189 с.
204. Лях М.М., Добровольський І.В., Яцишин Т.М. Вибір та удосконалення обладнання для ліквідації відкритих нафтогазових фонтанів. *Нафтогазова енергетика 2017*: VI Матеріали міжнародної науково-технічної конференції, Івано-Франківськ . 2017. С.
205. Лях М.М., Шкіца Л.Є., Федоляк Н.В., Яцишин Т.М. Результаты досліджень вібросит бурових установок. *Машины, обладнання і матеріали для нарощування вітчизняного видобутку та диверсифікації постачання нафти і газу*: Матеріали

міжнародної науково-технічної конференції. Івано-Франківськ:ІФНТУНГ, 2016. С.131-135.;

206. Лях М.М., Шкіца Л.Є., Яцишин Т.М., Сидоренко О.І. Насосно-циркуляційна система бурової установки. Патент України на корисну модель №123713; заявка № u 2017 07840; від 12.03.2018. Опубл. 12.03.2018, Бюл. №5. URL:<http://base.uipv.org/searchINV/search.php?action=viewdetails&IdClaim=245002&chapter=biblio>

207. Лях М.М., Яцишин Т. М., Федоляк Н.Ф., Вакалюк В.М. Аналіз технічного рівня обладнання для сепарації бурового розчину та напрямки його модернізації. *Нафтогазова освіта та наука: стан та перспективи*: Матеріали міжнародної науково-технічної конференції. Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2014. С.159-161.

208. Лях М.М., Яцишин Т.М., Федоляк Н.Ф., Ващаєв О.В. Вплив якості діагностування нафтогазового обладнання на екобезпеку та якісні показники технологічних процесів. *Методи і засоби діагностики в техніці та соціумі (МіЗД ТС-2015)*. Збірник матеріалів V (XXIX) міжнародної міжвузівської школи-семінару: Івано-Франківськ, 2015. С. 59-64.

209. Лях М.М., Добровольський І.В. , Яцишин Т.М. Вибір та удосконалення обладнання для ліквідації відкритих нафтогазових фонтанів. *Нафтогазова енергетика–2017*. Тези доповідей Міжнародної науково-технічної конференції. 15–19 травня 2017 р. Івано-Франківськ : Голіней О.М., 2017. С. 181–183.

210. Мазур И.И., Молдаванов О.И. Курс инженерной экологии: Учебник для вузов М.: Высш. шк., 1999. 447с.;

211. Мазур. И. И. Экология строительства объектов нефтяной и газовой промышленности. М.: Недра, 1991. 279с

212. Макаревич В.И., Макарова И.Р., Зытнер Ю.И, Суханова А.А. К вопросу обеспечения экологической безопасности на объектах добычи, переработки и транспортировки углеводородов. *Нефтегазовая геология. Теория и практика*. 2008. Т.3. №4. URL: http://www.ngtp.ru/rub/7/47_2008.pdf

213. Малышев Б.В., Ефимов Н.А. Оценка возможных последствий аварийных разливов нефти и нефтепродуктов в результате дорожно-транспортных

происшествий. Обоснование оптимального состава сил и средств локализации и ликвидации последствий аварий. *Технологии гражданской безопасности*. 2009. Т. 6, № 1–2 (19–20). С. 116–121.

214. Марчук Г.И. Математическое моделирование в проблеме окружающей среды М. : Наука, 1982. 320 с.

215. Масікевич Ю. Г., Шестопапов О. В., Негадайло А. А. та ін. Теорія систем в екології: підручник. Суми: Сумський державний університет, 2015. 330с.

216. Матвійчук Н.М., Сидорук С.В. Формування системи індикаторів екологічної безпеки України. *Сталий розвиток економіки*. 2018. №38. с.113–119.

217. Методика определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах [Утв. приказом МЧС РФ № 404 от 10.07.2009 г. Изменения внесены приказом МЧС РФ № 649 от 14.12.2010 г.]. М. : ЗАО НТЦ ПБ. 29 с.

218. Методика определения ущерба окружающей природной среде при авариях на магистральных нефтепроводах [Утв. Минтопэнерго РФ 1 ноября 1995]. М. : ТрансПресс, 1995. 122 с

219. Методика расчета параметров выбросов и валовых выбросов вредных веществ от факельных установок сжигания углеводородных смесей. М.: ВНИИгаз, 1996. 45 с.

220. Методика розрахунку викидів забруднюючих речовин та парникових газів у повітря від транспортних засобів URL: http://www.ukrstat.gov.ua/metod_polog/metod_doc/2008/452/metod.htm

221. Методические рекомендации по расчету параметров выброса газовой смеси и ее рассеивания в атмосфере при аварийных разрывах газопроводов. ГАНГ им. Губкина, ВНИИГАЗ. М. : 1992. 64 с.

222. Методическое руководство по оценке степени риска аварий на магистральных нефтепроводах. Руководящий документ. Серия 27. Выпуск 1 / Колл. авт. – 2-е изд., испр. М.: Государственное унитарное предприятие «Научно-технический центр по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России», 2002. 120 с.

223. Методичні рекомендації «Оцінка ризику для здоров'я населення від забруднення атмосферного повітря» (затв. Наказом МОЗ України від 13.04.2007 № 184) / Нормативно-директивні документи МОЗ України. Режим доступу : <http://mozdocs.kiev.ua/view.php?id=6902>. Дата доступу 05.02.2020. – Загол. з екрану.
224. Мирзаджанзаде А.Х., Хасанов М.М., Бахтизин Р.Н. Моделирование процессов нефтегазодобычи. Нелинейность, неравновесность, неопределенность. М., Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2004. 368 с.
225. Мінеральні ресурси України – Карта горючих корисних копалин України URL:<http://minerals-ua.info/mapviewer/goruchi.php>
226. Мінеральні ресурси України. URL: <http://minerals-ua.info/#features>
227. Молокова Н.В. Моделирование процессов фильтрации загрязнения почвы нефтепродуктами. *Журнал проблем эволюции открытых систем*. 2003. Т. 2, №5. С. 123–126.
228. Назаренко В. Чому за природні багатства люди отримують саме лихо? *Тижневик «Чернігівщина»*. 2012. №23 (351). URL: <http://www.gorod.cn.ua/news/gorod-i-region/36349-chomu-za-prirodni-bagatstva-lyudi-otrimuyut-same-liho.html>
229. Насосно-циркуляційна система бурової установки. пат. 123713 Україна заявка № u 2017 07840; від 12.03.2018. Опубл. 12.03.2018, Бюл. №5.
230. Насрутдинова Л.С. Технология формирования экологической компетентности у специалистов нефтегазовой отрасли в системе дополнительной профессиональной подготовки. *Современные проблемы науки и образования*. 2014. № 4. с. 105.
231. Неронов А.А., Чуб И.А. Моделирование влияния времени локализации и ликвидации аварийного разлива нефти на характеристики зоны загрязнения. *Проблемы чрезвычайных ситуаций*. 2012. Вып. 15. С. 98–103.
232. Никитина А.В., Абраменко Ю.А., Чистяков А.Е. Математическое моделирование процессов разлива нефти в мелководных водоемах.

Информатика, вычислительная техника и инженерное образование. 2015. № 3. С. 49–55.

233. Норми витрат палива й мастильних матеріалів на автомобільному транспорті. [Чинні від 10 лютого 1998 р. № 43] затвердженими наказом URL: <https://i.factor.ua/ukr/law-312/section-1101/article-16013/>

234. Норми витрат паливно-мастильних матеріалів на роботу дорожньо-будівних та спеціальних машин Н218. «Укравтодор» 043-96 [Чинні від 01 вересня 1996 р. № 156] URL:<https://ips.ligazakon.net/document/view/fin5149?an=2;>

235. НПБ 105-03. Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной безопасности. М. : Стандарт, 2003. 124 с.

236. Обеспечение экологической безопасности процессов добычи нефти. URL:: <http://neftandgaz.ru/?p=565>

237. Обиход Г.О., Омеляненко Т.Л. Методичні підходи щодо оцінки рівня екологічної безпеки регіонів України. *Ефективна економіка* № 10, 2012 URL: <http://www.economy.nayka.com.ua/?op=1&z=1429>

238. Оксанич И.Н., Беспалов В.П., Ковалец И.В. Сравнение методик расчета параметров испарения опасных жидкостей с поверхности бассейна разлива на твердую поверхность. *Математичні машини і системи.* 2017. № 2. С. 49–59.

239. Опасность старых скважин. URL: <http://www.m.kazpravda.kz/news/view/2342/>

240. Орфанова М., Яцишин Т., Смікал І., Рибак О. Інтеграція екологічної складової в систему освіти. *Екогеофорум -2017. Актуальні проблеми та інновації:* Матеріали Міжнародної науково-практичної конференції, Івано-Франківськ, 22-25 березня 2017р. С.378-379

241. Орфанова М.Мик, Орфанова М.Мих., Яцишин Т.М., Рибак О.І. Інноваційні технології у формуванні трирівневої екологічної освіти. *Вісник харківського національного університету імені В.Н.Каразіна. Серія «Екологія».* 2016. №14. с.98-101

242. Орфанова М.Мих., Яцишин Т.М. Екологізація освітнього процесу. Формування стратегії поводження з відходами в умовах децентралізації влади:

проблеми та перспективи реалізації на рівні місцевих громад: *«Поводження з відходами в Україні: законодавство, економіка, технології»* збірка матеріалів Національного форуму, 10-11 листопада 2015р.: Київ. С.147-149.

243. Оцінка екологічної безпеки промислового виробництва на локальному рівні. URL: <http://www.novaecologia.org/voecos-1218-1.html>

244. Павлов С.В., Хамитов Р.З., Митакович С.А. и др. Применение современных геоинформационных технологий для моделирования и прогнозирования разливов нефти. *Компьютерные науки и информационные технологии: материалы V международной научно-практической конференции 17 сентября 2003 г.* Уфа : УГАТУ. Т. 2. С. 13–19.

245. Перхета Л.В. Медико-демографічні показники та їх вплив на розвиток добровільного медичного страхування в Україні. *Ефективна економіка*. 2018. №1. URL: http://www.economy.nayka.com.ua/pdf/1_2018/254.pdf

246. Петриева Н.Г. Совершенствование методики расчета площади аварийного пролива нефти. *Пожарная безопасность: проблемы и перспективы*. 2017. № 1(8). С. 353–355.

247. Пиковский Ю.И. Природные и техногенные потоки углеводородов в окружающей среде. М. : Изд-во МГУ, 1993. 208 с.

248. Подавалов Ю.А. Экология нефтегазового производства. Москва: Инфра-Инженерия, 2010. - 416 с.

249. Поиск и ликвидация заброшенных нефтяных скважин. URL:<http://www.geor.ru/LAWells/law.html>

250. Попов О.О., Яцишин А.В., Ковач В.О., Артемчук В.О. та ін. Концептуальні підходи до створення інформаційно-аналітичної експертної системи для оцінки впливу АЕС на довкілля. *Ядерна та радіаційна безпека*. 2018. Вип. 3(79). С. 56–65.

251. Попов О.О. Математичні моделі оцінки техногенного ризику. *Электронное моделирование*. 2015. Т. 37, № 5. С. 49–60.

252. Попов О.О. Применение математического моделирования для определения зон влияния выбросов предприятий топливно-энергетического комплекса в атмосферу. *Інформаційна безпека*. 2014. № 4(16). С. 187–193.
253. Попов О.О. Прогнозування аварійного ризику. *Техногенно-екологічна безпека та цивільний захист*. 2013. № 6. С. 28–33.
254. Попов О.О., Яцишин А.В., Ковач В.О... Яцишин Т.М. та ін. Аналіз можливих причин виникнення надзвичайних ситуацій на АЕС з метою мінімізації ризику їх виникнення. *Ядерна та радіаційна безпека*. 2019. № 1. С. 75–80.
255. Попов О.О., Яцишин А.В., Ковач В.О... Яцишин Т.М. та ін. Фізичні особливості розповсюдження забруднюючих речовин в атмосферному повітрі за умов надзвичайної ситуації на АЕС. *Ядерна та радіаційна безпека*. 2019. № 4. С. 81–91.
256. Попутний нафтовий газ: основні способи переробки утилізації ПНГ URL: <http://plastmasa.com/poputnij-naftovij-gaz-png/>
257. Порядок ідентифікації та обліку об'єктів підвищеної небезпеки: Постанова Кабінету Міністрів України від 11 липня 2002 р. N 956 . Офіційний вісник України. 2002 р., № 29, стор. 23.
258. Потулова В.В. Методы обеспечения качества продукции в Японии. Изд.комитета стандартов, мер и измерительных приборов. Москва, 1970., 68с.
259. Пристрій для очищення свердловинного інструменту. пат. 108717 Україна: МПК E21B 37/02(2006.01) B08B 9/023 (2006.01). заявл.02.06.214; опубл.25.05.2015, Бюл. № 10. 5с.
260. Про асоціацію між Україною, з однієї сторони, та Європейським Союзом, Європейським співтовариством з атомної енергії і їхніми державами-членами, з іншої сторони: Угода № 984-011 від 01.09.2017 URL:https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/984_011
261. Про державне регулювання діяльності у сфері трансферу технологій: Закон України 14.09.2006 року № 143-V Офіційний вісник України від 2006 р., № 40, стор. 65

262. Про затвердження Інструкції про загальні вимоги до оформлення документів, у яких обґрунтовуються обсяги викидів, для отримання дозволу на викиди забруднюючих речовин в атмосферне повітря стаціонарними джерелами для підприємств, установ, організацій та громадян-підприємців: Закон України 09.03.2006 № 108 Офіційний вісник України 2006 г., № 13, / № 14, 2006, стр. 391
263. Про затвердження Методики визначення ризиків та їх прийнятних рівнів для декларування безпеки об'єктів підвищеної небезпеки: Наказ Міністерства праці та соціальної політики від 04.12.2002 № 637 URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/ru/va637203-02>
264. Про затвердження Порядку ведення обліку нафтових і газових свердловин: Наказ комітету природних ресурсів від 20.04.2005 № 76. Офіційний вісник України 2005 р., № 41, стор. 114.
265. Про затвердження Правил охорони праці під час експлуатації вантажопідіймальних кранів, підіймальних пристроїв і відповідного обладнання: Наказ № 62 від 19.01.2018. Офіційний вісник України офіційне видання від 10.04.2018., № 28, стор. 117, стаття 1005, URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0244-18>
266. Про затвердження Правил розробки нафтових і газових родовищ: Наказ Міністерства екології та природних ресурсів від 15.03.2017 № 118 Офіційний вісник України., № 51, с. 56.
267. Про об'єкти підвищеної небезпеки: Закон України від 26.04.2014 № 2245-III. Офіційний вісник України., № 7, с. 96
268. Про основні засади (стратегію) державної екологічної політики України на період до 2020 року: Закон України від 21 грудня 2010 року N 2818-VI URL: <http://zakon0.rada.gov.ua/laws/show/2818-17>
269. Про основні засади (стратегію) державної екологічної політики України на період до 2020 року: Закон України від 21.02.2010 року. Офіційний вісник України офіційне видання 2019 р., № 28, стор. 29 № 2818-VI.
270. Про основні напрями державної політики України у галузі охорони довкілля, використання природних ресурсів та забезпечення екологічної

безпеки: Постанова ВРУ від 5 березня 1998 року № 188/98-ВР Відомості Верховної Ради України.

271. Про охорону навколишнього природного середовища: Закон України від 18.12.2019. № 1264-ХІІ URL: <http://zakon.rada.gov.ua>. (дата звернення: 08.02.2020)

272. Про схвалення розроблених Міністерством екології та природних ресурсів планів імплементації деяких актів законодавства ЄС: Розпорядження Кабінету Міністрів України від 15.04.2015 №3721-р.

273. Рауд Э.А., Сумм Б.Д., Щукин Е.Д. Растекание ньютоновской жидкости по поверхности твердого тела. Доклады АН СССР. 1972. № 5. С. 1134–1137.

274. Реєстр нафтових та газових свердловин. URL: <http://geoinf.kiev.ua/wp/sverdlovini.php>

275. Реутт В.Ч., Тимофеев Н.В., Перевощиков В.Н. Растекание жидкости на горизонтальной поверхности. *Информационный сборник «Пожарная техника и тушение пожаров»*. 1973. Вып. 11. С. 85–89.

276. Рибалова О.В., Белан С.В., Варивода Є.О. Визначення рівня екологічної безпеки в регіонах України на основі оцінки екологічного ризику. *Збірка наукових праць. Проблеми надзвичайних ситуацій*. Випуск 12, 2010. с.132-142.

277. Рид Р., Праусниц Дж., Шервуд Т. Свойства газов и жидкостей: справочное пособие [пер. с англ. М.М. Гиндиной, под ред. Б.И. Соколова.] 3-е изд. перераб. и доп. Л. : Химия, 1982. 592 с.

278. Романов В.И. Прикладные аспекты аварийных выбросов в атмосферу : справ. Пособие. М.: ФИЗМАТКНИГА, 2006. 398 с.

279. Романов Р.П., Алексеев В.А. Методы моделирования разливов нефти. *Вестник Казанского технологического университета*. 2014. Т. 17, Вып. 8. С. 293–296.

280. Руководство по безопасности «Методика анализа риска аварий на опасных производственных объектах морского нефтегазового комплекса». Серия 08. Выпуск 27. М. : Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2015. 94 с.

281. Русіло П.О. Методика оцінювання рівня технічної досконалості однотипних зразків озброєння та військової техніки (на прикладі броньованих ремонтно-евакуаційних машин). *Збірник наукових праць Харківського університету Повітряних Сил*, 2012, випуск 3(32)
282. Савик В.М., Шкіца Л. Є., Яцишин Т.М., Молчанов П.О., Лях М.М. Аналіз результатів випробувань піногенеруючого пристрою на буровій. „*Машини, обладнання і матеріали для нарощування вітчизняного видобутку нафти і газу PGE – 2018*”: II Міжнародна науково-технічна конференція Івано-Франківськ 24-27 квітня 2018 року
283. Саксонов М. Н., Абалаков А.Д., Данько Л. В., Бархатова О.А и др. Экологический мониторинг нефтегазовой отрасли. Физико-химические и биологические методы: учеб. пособие. Иркутск: Иркут. ун-т, 2005. 114 с.
284. Сейсмомониторинг или карта землетрясений онлайн в мире URL: <https://allatravesti.com/ua/earthquakes>
285. Семенова, К. Д., Тарасова К. І. Організація системи управління ризиками на підприємстві. *Вісник соціально-економічних досліджень: зб. наук. праць*. Одеса: Одеський національний економічний університет, 2015. Вип. 3. № 58. С. 221–227.
286. Система автоматического управления и регулирования промышленной и экологической безопасностью оборудования с пожаровзрывоопасным продуктом для процесса с высокой энергией: пат. России на изобретение № 2345397 2009. Дата рег.:20.03.2007 Номер заявки: 2007110303/09
287. Система показників здоров'я населення, методи їх розрахунку. URL: http://studopedia.com.ua/1_17694_sistema-pokaznikiv-zdorovya-naselennya-metodi-ih-rozrahunku.html
288. Системний аналіз та проектування інформаційних систем (САПІС). Загальний план. URL: http://www.vant.ho.com.ua/ua/general_plan.html
289. Ситдииков Р.М., Филиппов Д.Д., Митрушкин Д.А. Численное моделирование многофазных течений в сопряжённой системе «пласт-скважина-УЭЦН». Препринты ИПМ им. М.В. Келдыша. 2016. № 59. 28 с.

290. Сломьянский В.П., Пляскина И.В., Свиридок Е.В. Нормативно-правовые требования по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций, обусловленных разливами нефти и нефтепродуктов на железнодорожном транспорте. *Технологии гражданской безопасности*. 2009. Т. 7, № 3–4 (21–22). С. 91–95.
291. СО 11-04-АКТНП-006-2006. Методика оценки степени риска эксплуатации магистральных нефтепродуктопроводов. М. : Стандарт, 2006. 86 с.
292. Соколов В.С. Моделирование разработки нефтяных и газовых месторождений : учеб. пособ. Тюмень : ТюмГНГУ, 2014. 146 с.
293. Солнцева Н.П. Добыча нефти и геохимия природных ландшафтов. М. : Изд-во МГУ, 1998. 369 с.
294. Стандарты серии OHSAS 18000. URL: <https://web.archive.org/web/20110813115159/http://www.regcon.ru/jo/images/stories/file/ohsas.pdf>
295. Степанюк Г.С. Особливості функціонування та проблеми управління техногенно небезпечними нафтогазовими підприємствами. *Науково-інформаційний вісник. Економіка*. 2015. - №11. С. 259 – 266.
296. Сторчак С.С., Мислюченко В.Г, Дмитрик В.В. Актуальні аспекти екологічної політики в нафтогазовому комплексі (на прикладі Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України»). *Нафтогазова галузь України*. 2015. № 2. с. 40-45
297. Стратегія державної екологічної політики України на період до 2020 року. URL: <http://old.menr.gov.ua/about/strategy>
298. Стрелков О.А., Стрелкова О.В. Математическое моделирование аварийного разлива нефти и нефтепродуктов на акватории Калининградского морского канала. *Научный альманах*. 2016. № 12-2(26). С. 131–138.
299. Стремберг Л.М. Информационная технология анализа жизненного цикла и оценки экологической безопасности строительных объектов: автореф. дис. ... канд. тех. наук: 11.00.11. М., 2000.

300. Сумской С.И., Лисанов М.В. О корректности расчетных моделей аварийных разливов нефти и нефтепродуктов. *Проблемы анализа риска*. 2008. Т. 5, № 2. С. 36–41.
301. Сухарев С.М., Чундак С.Ю., Сухарева О.Ю. Основы екології та охорони довкілля. *Навчальний посібник*. Київ, 2006. 394 с.
302. Таланчук М.П. Сформууй осердя свого щастя. К. : Університет «Україна», 2014. 79 с.
303. Тарнавський А.Б., Сукач Ю.Г. Техногенно-екологічна обстановка у місті Бориславі. Матеріали I Міжнародної науково-практичної конференції «Екологічна безпека як основа сталого розвитку суспільства». – Львів. - 2012 р.- 385 с.
304. Тетельмин В.В., Язев В.А. Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. Учеб. пособие. - Долгопрудный: Интеллект, 2009., 352 с.
305. Тищенко Н.Ф. Охрана атмосферного воздуха. Расчет содержания вредных веществ и их распределение в воздухе : справочник. М. : Химия, 1991. 368 с.
306. Угода про асоціацію між Україною, з однієї сторони, та Європейським Союзом, Європейським співтовариством з атомної енергії і їхніми державами-членами, з іншої сторони, ратифікована Законом України від 16.09.14 № 1678-VII; URL: <http://zakon0.rada.gov.ua/laws/show/1678-18>
307. Федулова Л.І. Менеджмент організації. URL: <https://westudents.com.ua/knigi/316-menedjment-organzatsy-fedulova-l-.html>
308. Фініков, Р. Сухарські, ... Т.М. Яцишин ... та ін. Інноваційний університет і лідерство: проект і мікропроекти – II//Інноваційний університет і лідерство: проект і мікропроекти – II. Варшава: Fundacja “Instytut Artes Liberales”, 2017. – 460с.;
309. Франчук Г.М., Ісаєнко В.М., Запорожець О.І. Урбоекологія і техноекологія: Навч.-метод. посіб. Нац. авіаційний ун-т. К.: НАУ, 2004. 200с.
310. Фурманець Б. І. Психологічна готовність до дій у надзвичайних ситуаціях. *Проблеми екстремальної та кризової психології*. Нац. ун-т цивільного захисту України. Харків, 2007. Вип. 1. с.289 – 303. URL:

<http://nuczu.edu.ua/sciencearchive/ProblemsOfExtremeAndCrisisPsychology/vol1/31.pdf>

311. Халиков В.Д., Кокорин В.В., Сатюков Р.С. Анализ способов определения площади разлившейся жидкости на горизонтальных поверхностях. *Научные и образовательные проблемы гражданской защиты*. 2014. Вып. 3(22). С. 42–46.

312. Хаустов А.П., Редина М.М., Силаева П.Ю. Экологическое проектирование и риск анализ. М.: РУДН, 2008. 320 с.

313. Хаустов А.П., Редина М.М. Чрезвычайные ситуации и экологическая безопасность в нефтегазовом комплексе. URL: <http://docs.cntd.ru/document/499075302>

314. Хвесик М.А., Степаненко А.В., Обиход Г.О. та ін. Екологічна модернізація в системі природно-техногенної та екологічної безпеки; за наук. ред. д.е.н., проф., акад. НААН України М.А. Хвесика. К.: Державна установа «Інститут економіки природокористування та сталого розвитку Національної академії наук України», 2016.– 455 с.

315. Хлуденёв С.А. Оценка воздействия нефтехимических производств на объекты окружающей среды при различных условиях функционирования: дис. ... канд. тех. наук: 03.00.16 . П., 2007. 165с.

316. Хлуденев С.А., Хлуденев А.Г., Рябчиков Н.М., Пермяков А.А. Ландшафтное моделирование аварийных разливов жидких воспламеняющихся веществ и его влияние на точность прогнозных оценок техногенного риска. *Научные исследования и инновации*. 2013. Т. 7, № 1–4. С. 147–156.

317. Центр ресурсоефективного та чистого виробництва URL: <http://www.respc.org/>

318. Цимбалюк О.В. Методична схема комплексної оцінки технічних ризиків металургійного підприємства. *Сталий розвиток економіки*. 2013. № 3. с.105-110.

319. Чабаев Л.У., Чудновский Д.М., Хлебников С.Р. и др Фонтаноопасность при бурении, эксплуатации и ремонте скважин Краснодар: Просвещение-Юг, 2009. 267 с.

320. Чарный И.А. Подземная гидрогазодинамика. М. : Гостоптехиздат, 1963. 397 с.
321. Чаусов Ю.П. Растекаемость особо опасных жидкостей на твердых поверхностях. *Горючесть веществ и химические средства пожаротушения*. 1978. Вып. 4. С. 37–46.
322. Чернова Т. Л. Управління охороною навколишнього середовища у нафтогазовидобувних підприємствах арк: аналіз концептуальних підходів та практичного досвіду. *Науковий вісник НЛТУ України*. 2006. №5. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/upravlinnya-ohoronoyu-navkolishnogo-seredovischa-u-naftogazovidobuvnih-pidpriemstvah-ark-analiz-kontseptualnih-pidhodiv-ta> (дата звернення: 22.06.2019)
323. Чуб И.А., Андронов В.А., Неронов А.А., Важинский С.Э. Моделирование влияние испарения на объем потерь нефти при авариях на трубопроводах. *Проблеми надзвичайних ситуацій*. 2014. Вип. 20. С. 136–141.
324. Чуб И.А., Неронов А.А. Моделирование потерь нефти при авариях на трубопроводах. *Проблемы чрезвычайных ситуаций*. 2012. Вып. 16. С. 131–137.
325. Чуб И.А., Неронов А.А., Попов В.М. Количественная оценка масштабов аварийных разливов нефти при авариях на нефтепроводе. *Збірник наукових праць Харківського університету Повітряних сил*. 2012. Вип. 1. С. 185–188.
326. Чувилов В.Н. Прогнозирование загрязнения атмосферы возможными аварийными выбросами сероводородосодержащего газа при строительстве скважин на Астраханском ГКМ: дис. ... канд. геогр. наук: 25.00.23 А., 2002. 152с
327. Шагапов В.Ш., Гильманов С.А. Растекание жидкости по поверхности, сопровождающееся впитыванием в грунт. *Прикладная механика и техническая физика*. 2010. Т. 51, № 5. С. 88–94.
328. Шапиро Г.И. О растекании вязкой жидкости по горизонтальной поверхности. *Журнал прикладной механики и технической физики*. 1983. № 3. С. 45–48.
329. Швырков С.А., Батманов С.В. Методика прогнозирования площадей разливов нефти и нефтепродуктов при разрушениях вертикальных стальных

резервуаров. *Пожары и чрезвычайные ситуации: предотвращение, ликвидация*. 2008. № 1. С. 117–124.

330. Широков Г.В., Ларионов В.И., Суцев Т.С. Анализ рисков аварийных отказов магистральных трубопроводов: моделирование зон загрязнения при разливах нефти на суше. *Трубопроводный транспорт*. 2010. № 2 (18). С. 20–24.

331. Шкица Л.Е., Яцишин Т.М., Попов А.А., Артемчук В.А. Прогнозирование распространения загрязняющих веществ в атмосфере на территории буровой установки. *Нефтяное хозяйство*. 2013. № 11. С. 136–140.

332. Шкіца Л.Є., Яцишин Т.М. Аналіз насосно-циркуляційної системи бурової установки з точки зору екологічної безпеки. «Сучасні проблеми та шляхи їх вирішення в науці, транспорті, виробництві та освіті 2012»: Матеріали міжнародної науково-практичної інтернет-конференції URL: <http://www.sworld.com.ua/konfer29/1018.pdf>.

333. Шкіца Л.Є. Яцишин Т.М. Підвищення рівня екологічної безпеки насосно-циркуляційної системи бурової установки. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2014. №.3(52). С.7-16.

334. Шкіца Л.Є., Яцишин Т. М. Дослідження процесів забруднення атмосферного повітря на прикладі території бурової установки. *Нафта і газ. Наука-освіта – виробництво: шляхи інтеграції та інноваційного розвитку*: Матеріали всеукраїнської науково-технічної конференції, 8 – 9 травня 2015. Дрогобич, 2015. с. 52-55.

335. Шкіца Л.Є., Яцишин Т.М. Оптимізація природоохоронних заходів на окремих об'єктах нафтогазового комплексу. *Проблеми екологічної безпеки*: Збірник тез XV міжнародної науково-технічної конференції, Кременчук. 2017р. С.106.

336. Шкіца Л.Є., Яцишин Т.М., Лях М.М., Федоляк Н.В. Вібросито для очищення бурового розчину. Патент України №101928, (2012.01) В65G27/00. заявник і патентовласник ІФНТУНГ - №а201206535; заявл. 29.05.2012; опубл. 13.05.2013, Бюл. №9, 2013

337. Шкіца Л.Є., Яцишин Т.М., Сидоренко О.І. Методи покращення якості атмосферного повітря під час буріння нафтогазових свердловин. *Нафтогазова галузь України*. №5. 2017р. С.42-45.
338. Шкіца Л.Є., Яцишин Т.М., Сидоренко О.І. Вдосконалення нафтогазовидобувного обладнання для підвищення екологічної безпеки галузі. *Інноваційний розвиток гірничодобувної галузі: Матеріали II міжнародної науково-технічної інтернет конференції 2017*. С. 273-274.
339. Шкіца Л.Є., Яцишин Т.М. Дослідження процесів забруднення атмосферного повітря на прикладі території бурової установки. *«Нафта і газ. Наука – Освіта – Виробництво: шляхи інтеграції та інноваційного розвитку»* Матеріали всеукраїнської науково-технічної конференції. Дрогобич : ТЗОВ«Трек-ЛТД», 2015. С. 52–55.
340. Шкіца Л.Є., Яцишин Т.М. Оптимізація природоохоронних заходів на окремих об'єктах нафтогазового комплексу. *«Проблеми екологічної безпеки»*. Збірник тез XV міжнародної науково-технічної конференції, м. Кременчук, 11–13 жовтня 2017 р. ПП Щербатих О.В., 2017. С. 106.
341. Штанговий магнітний дефектоскоп пат. 138764 Україна заявка № u 2019 05340; від 20.05.2019. Опубл. 10.12.2019, Бюл. №23.
342. Щорічна доповідь про стан здоров'я населення, санітарно-епідемічну ситуацію та результати діяльності системи охорони здоров'я України. 2017 рік. МОЗ України, ДУ «УІСД МОЗ України». Київ: МВЦ «Медінформ», 2018. 458 с.
343. Эрлагер Р. мл. Гидродинамические методы исследования скважин : [пер. А.В. Щебетова, под ред. М.М. Хасанова.] М. ; Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2006. 512 с.
344. Яковлев В.В. Нефть. Газ. Последствия аварийных ситуаций : монография. СПб. : СПбГПУ, 2003. 420 с.
345. Яцишин Т.М. Аналіз впливу аварійних ситуацій на навколишнє середовище при бурінні нафтогазових свердловин. *Моделювання та інформаційні технології*. Випуск 78. 2017. С.81-87.

346. Яцишин Т.М. Аналіз впливу на довкілля життєвого циклу нафтогазової свердловини. *Моделювання та інформаційні технології*. 2017. Вип. 81. 2017. С.24-31.
347. Яцишин Т.М. Аналітичний огляд методів оцінки забруднення атмосферного повітря на нафтогазових свердловинах. *Моделювання та інформаційні технології*. Випуск 80. 2017. С. 61-70.
348. Яцишин Т.М. Екологічно безпечні технології та обладнання для спорудження нафтогазових свердловин. *Екогеофорум -2017. Актуальні проблеми та інновації*: Матеріали Міжнародної науково-практичної конференції, Івано-Франківськ, 22-25 березня 2017р.
349. Яцишин Т.М., Глібовицька Н.І. Вплив нафто газовидобутку на довкілля і перспективи фіто індикації та фіторемедитації техногенно трансформованих територій. *Екологічна безпека та збалансоване ресурсокористування*. 2016. №1(13). С.22-29.
350. Яцишин Т.М., Орфанова М.М. Формування кваліфікованих науково-педагогічних працівників в умовах новітньої моделі освіти. *Сучасний викладач у студентоцентричній моделі освітнього процесу університету*: матеріали науково-практичного семінару 3-4 березня 2016 р., ДВНЗ «Прикарпатський національний університет імені В. Стефаника». Івано-Франківськ: ТОВ «ВГЦ Просвіта». С.80-82.
351. Яцишин Т.М., Рейті О.О., Савик В.М. Дослідження виникнення екологічної небезпеки на окремих етапах життєвого циклу нафтогазових свердловин. *Нафта і газ. Наука-освіта – виробництво: шляхи інтеграції та інноваційного розвитку*: Матеріали всеукраїнської науково-технічної конференції. м. Дрогобич, 18 – 19 квітня 2018 р. Дрогобич: ТзОВ «ТрекЛТД», 2018. С.34-37.
352. Яцишин Т.М., Савик В.М. Дослідження впливу основних технологічних операцій процесу буріння нафтогазових свердловин на атмосферне повітря. *Збірник наукових праць ІПМЕ ім. Г.Є. Пухова НАН України*. 2012. №62. с. 54-59.

353. Яцишин Т.М., Сидоренко О.І. Оцінка забруднення довкілля нафтогазовими свердловинами при аварійних ситуаціях *Problems and achievements of modern science: coll. of scientific papers «ΛΟΓΟΣ» with materials of the International scientific-practical conf., Cork, May 6, 2019. Cork: NGO «European Scientific Platform», 2019. V.1. p. 116. P.94-96*
354. Яцишин Т.М. Аналіз рівня екологічної безпеки свердловин, що виведені з експлуатації. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2017. № 4(65). С. 26–33.*
355. Яцишин Т.М. Вибір критеріїв системи управління екологічними ризиками під час спорудження нафтогазових свердловин. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2018. № 2(67). С. 31–40.*
356. Яцишин Т.М. Вибір математичних закономірностей для визначення основних параметрів випромінювання полум'я аварійного газового факелу. *Моделювання та інформаційні технології. 2018. Вип. 82. С. 64–73.*
357. Яцишин Т.М. Визначення методу дослідження багатофакторних систем на прикладі розливів флюїдів при нафтогазовидобутку. *Моделювання та інформаційні технології. – 2018. – Вип. 83. – С. 27–39.*
358. Яцишин Т.М. Використання інформаційних технологій для підвищення екологічної безпеки на об'єктах нафтогазового комплексу «*Наукова молодь–2017*». Збірник матеріалів V Всеукраїнської науково-практичної конференції молодих учених, м. Київ, 14 грудня 2017 р. К. : ІТЗН НАПН України, 2017. С. 340–342.
359. Яцишин Т.М. Моніторинг джерел забруднення атмосферного повітря території бурової установки. «*Нафтогазова енергетика 2015*» Матеріали IV міжнародної науково-технічної конференції. м. Івано-Франківськ, 21–24 квітня 2015 р. ІФНТУНГ, 2015. С. 73–76.
360. Яцишин Т.М. Оцінка життєвого циклу як інструмент екоефективності нафтогазовидобувних об'єктів. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. 2019. № 3 (72). С. 83–92.*

361. Яцишин Т.М., Попов О.О., Артемчук В.О. Розробка математичних засобів для вирішення задач екологічного моніторингу техногенних джерел забруднення. *Стратегія якості в промисловості і освіті: Матеріали XI Міжнародної конференції*. Болгарія, г. Варна, 1-5 червня 2015 р. Технічний університет-Варна, 2015. Т.1. С. 430-435.
362. Яцишин Т.М., Рейті О.О. Природоохоронні технології нафтогазового комплексу. *Екологічна безпека держави*. Тези доповідей X Всеукраїнської науково-практичної конференції молодих вчених та студентів. Київ, 21 квітня 2016 р. К. : НАУ, 2016. С. 81–82.

ДОДАТКИ

«ЗАТВЕРДЖУЮ»

перший проректор

Івано-Франківського національного
технічного університету нафти і газу
проф.  О.М. Мандрик

« 4 » березня 2020р.



АКТ

Впровадження результатів дисертаційного дослідження
доцента кафедри екології, к.т.н Яцишин Теодозії Михайлівни

Ми, що нижче підписалися, комісія у складі:

голова комісії - д.т.н., професор, завідувач кафедри екології Я.О. Адаменко

члени комісії:

Орфанова М.М. к.т.н., доцент кафедри екології;

Михайлюк Ю.Д. к.т.н., доцент кафедри екології.

Склали цей акт про те, що результати наукових дисертаційних досліджень доцента кафедри екології, к.т.н. Яцишин Теодозії Михайлівни використовуються під час підготовки фахівців за спеціальностями 101 – Екологія та 183 – Технології захисту навколишнього середовища та в дисциплінах за вибором для інших спеціальностей, а саме:

- методика визначення екологічної досконалості однотипного нафтогазового устаткування при викладанні вибіркової дисципліни «Оцінка характеристик життєвого циклу продукції та екологічний менеджмент» (викладач: Т.М. Яцишин), яка запланована як нова у циклі вибірових дисциплін кафедри екології для спеціальностей 103 - Науки про Землю; 131 - Прикладна механіка; 184 - Гірництво; 185 - Нафтогазова інженерія та технології та «Екологія нафтогазового комплексу» (викладач: М.М. Орфанова) за спеціальностями 101 – Екологія та 183 – Технології захисту навколишнього середовища;

- методика оцінки життєвого циклу для об'єктів нафтогазової галузі при викладанні запланованої дисципліни вибіркового циклу дисципліни «Оцінка характеристик життєвого циклу продукції та екологічний менеджмент» (викладач: Т.М. Яцишин) для спеціальностей 101 - Екологія; 103 - Науки про Землю; 131 - Прикладна механіка; 183 - Технології захисту навколишнього середовища; 184 - Гірництво; 185 - Нафтогазова інженерія та технології та «Основи екології в нафтогазовій галузі» (викладач: Т.М. Яцишин) для спеціальностей 184 - Гірництво; 185 - Нафтогазова інженерія та технології.

- технічні вдосконалення та рекомендації для скорочення негативного впливу в життєвому циклі нафтогазових об'єктів при викладанні дисципліни «Природоохоронні технології» (викладач: Ю.Д. Михайлюк) для студентів денної та заочної форми навчання для спеціальностей 101 – Екологія та «Основи екології в нафтогазовій галузі» (викладач: Т.М.Яцишин) для спеціальностей 184 – Гірництво, 185 - Нафтогазова інженерія та технології.

Голова комісії

д.т.н., професор

Адаменко Я.О.

Члени комісії:

Орфанова М.М.

Михайлюк Ю.Д.

СТРИЙСЬКЕ ВІДДІЛЕННЯ БУРОВИХ РОБІТ БУ "УКРБУРГАЗ"


 ЗАТВЕРДЖУЮ
 Начальник Стрийського ВБР
 БУ «Укрбургаз»
 В. В. Саладяк
 « 11 » липня 2019р.

ПРОТОКОЛ

виробничо-технічної наради щодо розгляду результатів дисертаційних досліджень докторанта ІФНТУНГ Яцишин Теодозії Михайлівни на тему: «РОЗРОБЛЕННЯ НАУКОВИХ ОСНОВ ЗАПОБІГАННЯ РОЗВИТКУ ЕКОЛОГІЧНО-НЕБЕЗПЕЧНИХ ПРОЦЕСІВ НАФТОГАЗОВИДОБУВНИМИ ОБ'ЄКТАМИ»

11.07.2019

м. Стрий

Члени виробничо-технічної наради:

Лабусевич І. М. – в.о. головного інженера Стрийського ВБР*Тиркус П.Я.* – в.о. менеджера з виробництва Стрийського ВБР*Берездецький Т.Л.* – старший механік сектору головного механіка Стрийського ВБР*Хомин І.Я.* – провідний інженер служби охорони праці та промислової безпеки БУ «Укрбургаз»*Яцишин Т.М.* – к.т.н., доцент кафедри екології ІФНТУНГ**Доповідала:**

Яцишин Т.М. представила презентацію досліджень щодо оцінки життєвого циклу нафтогазової свердловини та шляхів підвищення еко-ефективності технологічного устаткування.

В обговоренні розглянуті наступні питання:

- Система управління екологічною безпекою та підходи до оцінки екологічного ризику в Стрийському ВБР.
- Аналіз існуючого стану та визначення проблемних питань у сфері екологічної безпеки в Стрийському ВБР та суміжних підприємствах.
- Існуючі методи прогнозу забруднення довкілля нафтогазовими свердловинами при екстремальних ситуаціях.
- Визначення основних напрямків підвищення рівня екологічної безпеки на об'єктах Стрийського ВБР та суміжних підприємствах.
- Доцільність використання методології оцінки життєвого циклу для розробки шляхів запобігання забрудненню навколишнього природного середовища об'єктами нафтогазової галузі.

- Експертна оцінка вхідних та вихідних потоків у життєвому циклі нафтогазової свердловини.
- Доцільність розробки програмно-моделюючого комплексу для оцінки забруднення довкілля нафтогазовими свердловинами при екстремальних ситуаціях.


Після обговорення питань виробничо - технічна нарада ВИРІШИЛА:

- 1 Розглянуті питання є актуальними для галузі.
- 2 Існуюча система управління екологічною безпекою на виробничих об'єктах на даний час потребує вдосконалення та розробки сучасних управлінських підходів.
- 3 Виявлено відсутність методів прогнозування забруднення довкілля при виникненні екстремальних ситуацій на нафтогазових свердловинах в процесі їх буріння та експлуатації в Стрийському ВБР та суміжних підприємствах, тому встановлено необхідність розробки програмно-моделюючого комплексу для попередження екологічно-небезпечних процесів під час аварійних режимів роботи.
- 4 Метод оцінки життєвого циклу демонструє неперервність у вдосконаленні елементів життєвого циклу нафтогазовидобувних об'єктів, що дозволяє запобігати виникненню аварійних ситуацій, тому є доцільність його використання на нафтогазовидобувних свердловинах.
- 5 Врахувати і узагальнити пропозиції експертів стосовно оцінки вхідних та вихідних потоків у життєвому циклі нафтогазової свердловини для подальших дисертаційних досліджень.
- 6 Результати представлених досліджень дають можливість скоротити та запобігти виникненню негативних екологічних впливів на навколишнє середовище під час спорудження нафтогазових свердловин.

Члени виробничо-технічної наради:


 _____ Лабусевич І. М.

 _____ Тиркус П. Я.

 _____ Берездецький Т. Л.

 _____ Хомин І. Я.

 _____ Яцишин Т. М.

ЗАТВЕРДЖУЮ

Директор ПрАТ «Укргазвидобуток»

Махновець В.П.

«15» травня 2020р.



АКТ

Про розгляд питання, щодо впровадження матеріалів дисертаційної роботи для здобуття ступеню доктора технічних наук за темою: «Розроблення наукових основ запобігання розвитку екологічно-небезпечних процесів нафтогазовидобувними об'єктами» доцента кафедри екології Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу к.т.н Яцишин Теодозії Михайлівни

Комісія в складі:

Голова Комісії:

Головний інженер з виробництва – Малиновський О.В.

члени Комісії:

Начальник цеху добування газу – Нащочич В.Д.

Головний механік – Добровольський І.В.

Начальник відділу АСУВ – Кравченко А.В.

Начальник відділу капітального будівництва – Скороходов О.О.

Начальник відділу ОП,НС та ЦЗ - Побірей В.Ф.

Комісія засвідчує, що дисертаційна робота є актуальною для нафтогазовидобувної галузі. Висвітлюється важливий науковообгрунтований підхід до вирішення існуючих проблем, пов'язаних із розробленням систем запобігання екологічно-небезпечних процесів на основних етапах життєвого циклу нафтогазових свердловин. ПрАТ «Укргазвидобуток» зокрема зацікавили наступні позиції дисертаційної роботи:

- система управління та запобігання екологічно небезпечним процесам в життєвому циклі нафтогазових свердловин;

- програмно-моделюючий комплекс вирішення задач попередження надзвичайних ситуацій, пов'язаних із забрудненням довкілля при відкритому фонтануванні газових та нафтових свердловин;

- методи і заходи для вирішення практичних завдань в комплексному запобіганні розвитку екологічно-небезпечних процесів на нафтогазових свердловинах;

- методика визначення екологічної досконалості однотипного нафтогазового устаткування.

Комісія рекомендує налагодити взаємовигідну співпрацю за окремими напрямками, що висвітлені в дисертаційній роботі.

Голова Комісії:

Головний інженер з виробництва

О.В. Малиновський

члени Комісії:

Начальник цеху добування газу

В.Д. Нащочич

Головний механік

І.В. Добровольський

Начальник відділу АСУВ

А.В. Кравченко

Начальник відділу капітального будівництва

О.О. Скороходов

Начальник відділу ОП,НС та ЦЗ

В.Ф. Побірей

АТ «УКРГАЗВИДОБУВАННЯ»
ФБУ «УКРБУРГАЗ»
СТРИЙСЬКЕ ВІДДІЛЕННЯ БУРОВИХ РОБІТ

«ЗАТВЕРДЖУЮ»
В.о. начальника Стрийського ВБР
Совик А.П.
«04.» березня 2020 р.

АКТ

**про впровадження результатів наукових досліджень доцента кафедри екології
Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу
Яцишин Теодозії Михайлівни**

04.03.2020 р.

с. Пукеничі

Ми, що нижче підписалися, комісія в складі:

голова: Саладяк В.В. – менеджер з виробництва Стрийського ВБР;

члени комісії: Куртий О.М. – начальник вишкомонтажної дільниці;

Берездецький Т.Л. – старший механік сектору головного механіка СВБР;

Хомин І.Я. – провідний інженер служби охорони праці та промислової безпеки БУ «Укрбургаз»,

склали даний акт про те, що результати науково-дослідної роботи Яцишин Т.М., зокрема, методика визначення екологічної досконалості однотипного нафтогазового устаткування та інформаційно-технічні методи попередження небезпечних екологічних наслідків, пов'язаних із забрудненням довкілля при відкритому фонтануванні газових і нафтових свердловин, прийняті до впровадження у Стрийському ВБР БУ «Укрбургаз».

Суть методики полягає у визначенні екологічної досконалості нафтогазового устаткування на основі встановлення індексу екологічної досконалості ІЕЕ основних етапів життєвого циклу устаткування, базою для якого є екологічні показники виготовлення, експлуатації та утилізації обраного переліку однотипних взірців і вибору найбільш екологічно досконалого за значенням ІЕЕ.

В основі методів є інформаційна система, яка включає науково-методичне та програмно-інформаційне забезпечення задач моніторингу, контролю і прогнозу стану навколишнього природного середовища при аварійному фонтануванні газових та нафтових свердловин, і орієнтована на підтримку прийняття рішень щодо попередження надзвичайних ситуацій, пов'язаних із забрудненням довкілля у зоні потенційного негативного впливу аварійного фонтанування.

Зазначені науково-практичні результати є актуальними для нафтогазового комплексу України, а їх використання дозволить покращити систему екологічного управління при спорудженні нафтових і газових свердловин та запобігти небезпечним екологічним наслідкам при виникненні аварійних ситуацій на вищезгаданих об'єктах.

Голова комісії:



Саладяк В.В.

Члени комісії:



Куртий О.М.

Берездецький Т.Л.

Хомин І.Я.

Додаток Е

ЗАТВЕРДЖУЮ

Директор ДУ «ІГНС НАН України»,
чл.-кор. НАН України, д.т.н., проф.

Ю.Л. Забулонов

2020 р.

АКТ

про впровадження результатів дисертаційної роботи

Яцишин Теодозії Михайлівни

на тему «Розроблення наукових основ запобігання розвитку екологічно-небезпечних процесів нафтогазовидобувними об'єктами»,
представленої на здобуття наукового ступеня доктора технічних наук за спеціальністю 21.06.01 – екологічна безпека

Цей акт засвідчує, що результати дисертаційної роботи Яцишин Т.М. у вигляді математичних моделей забруднення атмосферного повітря та програмних засобів, що їх реалізують, впроваджені в роботу відділу технологій захисту довкілля та радіаційної безпеки Державної установи «Інститут геохімії навколишнього середовища НАН України» і використовуються при виконанні науково-дослідних тем «Дослідження загроз виникнення надзвичайних ситуацій на об'єктах ядерно-паливного циклу та розробка пропозицій щодо превентивних заходів безпеки» та «Математичні та програмні засоби оптимізації мережі постів спостереження за забрудненням атмосферного повітря на техногенно-навантажених територіях України».

Дійсний акт не є підставою для отримання премій та інших винагород з фондів ДУ «ІГНС НАН України».

Завідувач відділу технологій
захисту довкілля та радіаційної безпеки
ДУ «ІГНС НАН України»,
д.т.н., с.н.с.

О.О. Попов

MINISTERUL EDUCAȚIEI NAȚIONALE

**UNIVERSITATEA TEHNICĂ**

DIN CLUJ-NAPOCA

CENTRUL UNIVERSITAR NORD DIN BAIA MARE

**LETTER OF SUPPORT**

for research qualification work: «The development of scientific foundations of risk prevention of environmentally-hazardous processes of oil and gas extraction objects»

prepared by Ph.D Yatsyshyn Teodoziia

(Associate Professor of the Department of Ecology Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ukraine).

The results of the research presented in this work elaborated by T. Yatsyshyn are considered at the high scientific value, in particular the methodology of defining environmental excellence of oil and gas equipment and proposed technical solutions to reduce environmental impact.

Methodology makes it possible to choose among monotype items of oil and gas equipment one that is the most environmentally efficient. The basis of this methodology is the choice of criteria typical for the chosen equipment and comparing their values at different stages of life cycle of the exemplar (manufacturing, exploitation, utilization (recycling)). This is important for the greening of the oil and gas industry.

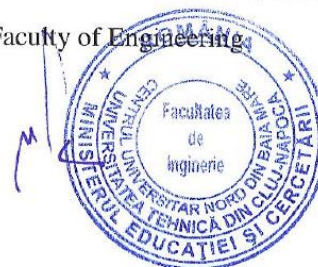
To reduce ingress of pollutants into the environment arising when lifting drilling tools and of drilling mud evaporation from the outer surface drill pipes the author suggests a constructive solution purification equipment block of drilling mud and device for cleaning the downhole tool. Using the proposed equipment will avoid harmful substances into the environment, prevent harmful effects of aggressive substances on personnel health and increase fire safety rig.

Modern environmental problems necessitate the search for technical, technological and methodological solutions to reduce the environmental impact of the mining industry, so the results presented are relevant in the oil and gas industry. The proposed approaches can also be applied to other industries to improve environmental indicators.

We are consider that the presented results are important and are scientifically sound, allow to reduce the negative environmental impact of industrial facilities. The parts of the research work by Teodoziia Yatsyshyn may be a topic of future cooperation between Technical University of Cluj-Napoca and Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas.

Prof. dr. habil ing. Nicolae Stelian UNGUREANU, Dr.H.C.

Dean of Faculty of Engineering



str. Dr. Victor Babeș nr. 62A, 430083 Baia Mare, România
tel. 262218922, fax 0262-276153 - <http://www.utcluj.ro/>

August 20th 2020 in Zlín

Scientific and Expert bodies of the
Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas
15 Karpatska str.,
Ivano-Frankivsk,
76019 Ukraine

Letter of Recommendation for professional graduation of Dr. Teodozia Yatsyshyn

Magnificences, Spectabiles, honourable Chairs and respectable Members of graduation committee,
Please let me to express my personal support for professional graduation of Dr. Teodozia Yatsyshyn, associate professor of Department of Ecology of Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas.

As the Senior Researcher and Lecturer of TU Košice and Tomáš Baťa University in Zlín I have had the pleasure of knowing Dr. Yatsyshyn as prospective young scientist. Her commitment, systematic nature and ability to devote to details were a significant benefit for the common activities' execution. I recognized her progressiveness due cooperative activities in international project solution and due deep professional approach when we looked for future mutual scientific cooperation in environmental safety area.

Scientific activities of Dr. Yatsyshyn led to forming appropriate methodology for the environmental safety managing in oil and gas industry. Results of her work can improve prevention of ecologically dangerous processes. Her novel approaches of environmental safety establishment of technical devices for oil and gas production are very valuable results of her work.

Regarding the presented research work «The development of scientific foundations of risk prevention of environmentally-hazardous processes of oil and gas extraction objects» it should be noted that the author suggested complex scientifically grounded approaches to the safe management of environmental activities of oil and gas facilities and a number of technical solutions to prevent the generation of emissions into the environment. It is important to note that the results of the work provide an opportunity to prevent to prevent the formation of harmful emissions and reduce them in the source of formation.

I am convinced - based on her previous work results and personality traits - that increasing her degree will create further opportunities for her professional contribution to the University.

In my opinion, the results of the research are worthful and they are very good basement to develop high quality level research cooperation among TU Košice and Tomáš Baťa University in Zlín and Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas.

Peter P. Monka

Таблиця К.1– Індикатори екологічних показників Євростату

 Directorate E: Sectoral and regional statistics European Commission		Environmental indicator catalogue (as of 15 October 2018) Indicator name (producer indicator code) [EEA: European Environment Agency]		
Theme	Sub-theme			
Agriculture	indicators	Sales of pesticides by type of pesticide (Eurostat_tai02)		
		Share of irrigable and irrigated areas in utilised agricultural area (UAA) by NUTS 2 regions (Eurostat_tai03)		
		Final energy consumption by agriculture/forestry per hectare of utilised agricultural area (Eurostat_tai04)		
		Share of main land types in utilised agricultural area (UAA) by NUTS 2 regions (Eurostat_tai05)		
		Share of main livestock types in total livestock units (LSU) by NUTS 2 regions (Eurostat_tai06)		
		Greenhouse gas emissions from agriculture (Eurostat_tai08)		
		Common farmland bird index (Eurostat_env-bio2)		
		Environmental impact of agriculture	Area under organic farming (Eurostat_sdg_02_40)	
		Food and crop production	Agriculture: area under management practices potentially supporting biodiversity (EEA_SEBIO20)	
		Water for agricultural use	Livestock density index (Eurostat_tai09)	
Air	Air quality	Daily calories supply per capita by source (Eurostat_t2020_rk100, source: FAO)		
		Agrophenology (EEA_CLIM031)		
		Growing season for agricultural crops (EEA_CLIM030)		
		Crop water demand (EEA_CLIM033)		
		Water-limited crop yield (EEA_CLIM032)		
		Atmospheric greenhouse gas concentrations (EEA_CSI013/CLIM052)		
		Critical load exceedance for nitrogen (EEA_SEBIO09)		
		EU urban population exposure to PM10 concentrations exceeding the daily limit value (Eurostat_t2020_rn200, source: EEA)		
		Exceedance of air quality standards in urban areas (EEA_CSI004)		
		Exceedances of air quality limit values due to traffic (EEA_TERM004)		
Chemicals	Atmospheric emission	Exposure of ecosystems to acidification, eutrophication and ozone (EEA_CSI005)		
		Exposure to air pollution by particulate matter (Eurostat_sdg_11_50; source: EEA)		
		Average CO2 emissions per km from new passenger cars (Eurostat_sdg_12_30, source: EEA and EC services)		
		Average CO2 emissions from newly registered motor vehicles (EEA_TERM017)		
		Air pollution due to ozone: health impacts and effects of climate change (EEA_CLIM006)		
		Emission intensity of the domestic sector in Europe (EEA_WREI002)		
		Emissions of air pollutants from large combustion plants (EEA_INDP002)		
		Emissions of air pollutants from transport (EEA_TERM003)		
		Ammonia emissions from agriculture (Eurostat_sdg_02_60, source: EEA)		
		Ammonia emissions from agriculture - % of total emissions (Eurostat_tai07, source: EEA)		
Climate	Ozone layer depletion	Gross nutrient balance on agricultural land by nutrient (Eurostat_02_50)		
		Emissions of the main air pollutants in Europe (EEA_CSI040/APE010)		
		Greenhouse gas emissions from transport (EEA_TERM002)		
		Greenhouse gas emissions in ESD sectors (Eurostat_t2020_35, source: EEA)		
		Greenhouse gas emissions intensity of energy consumption (Eurostat_sdg_13_20, source: EEA and Eurostat)		
		Greenhouse gas emissions (Eurostat_sdg_13_10, source: EEA)		
		Greenhouse gas emissions, base year 1990 (Eurostat_t2020_30, source: EEA)		
		Heavy metal emissions (EEA_APE005)		
		Pollutants emissions from transport (Eurostat_t2020_rk300, source: EEA)		
		Progress to greenhouse gas emission targets (EEA_CSI011/CLIM051)		
Chemicals	Environmentally harmful or toxic substances	Persistent organic pollutant emissions (EEA_APE006)		
		Emissions and supply of fluorinated greenhouse gases (EEA_CSI044/CLIM048)		
		Total greenhouse gas (GHG) emission trends and projections (EEA_CSI010/CLIM050)		
		Production and consumption of ozone-depleting substances (EEA_CSI006/CLIM049)		
		Consumption of toxic chemicals by hazardousness - EU28 (Eurostat_sdg_12_10)		
		Contribution to the international 100bn USD commitment on climate related expending (Eurostat_sdg_13_50, source: EC services and EIONET)		
		Population covered by the Covenant of Mayors for Climate & Energy signatories (Eurostat_sdg_13_60, source: Covenant of Mayors)		
		Temperature	Global and European temperature (EEA_CSI012/CLIM001)	
		Heating and cooling degree days (EEA_CLIM047)		
		Weather and climate-related effects	Mean near surface temperature deviation (Eurostat_sdg_13_30, source: EEA)	

Продовження таблиці К.1

Energy		Arctic and Baltic Sea ice (EEA_CLIM010)
		Climate related economic losses by type of event (Eurostat_sdg_13_40, source: EEA)
		Economic losses from climate-related extremes (EEA_CSI042/CLIM039)
		Extreme temperatures and health (EEA_CLIM036)
		Glaciers (EEA_CLIM007)
		Greenland and Antarctic ice sheet (EEA_CLIM009)
		Hail (EEA_CLIM053)
		Mean precipitation (EEA_CLIM002)
		Heavy precipitations (EEA_CLIM004)
		Snow cover (EEA_CLIM008)
		Wind storms (EEA_CLIM005)
		Alternative fuels
		Use of renewable fuels in transport (EEA_CSI037/TERM031)
		Energy consumption
	Energy dependence by product (Eurostat_sdg_07_50)	
	Final energy consumption (Eurostat_sdg_07_11)	
	Final energy consumption in households (t2020_rk200)	
	Final energy consumption in households by fuel (t2020_rk210)	
	Primary energy consumption (Eurostat_sdg_07_10)	
	Final energy consumption by sector and fuel (EEA_CSI027/ENER016)	
	Primary energy consumption by fuel (EEA_CSI029/ENER026)	
	Transport final energy consumption by mode of transport (EEA_TERM001)	
	Energy efficiency	
	Energy productivity (Eurostat_t2020_rd310)	
	Intensity of final energy consumption (EEA_ENER021)	
	Progress on energy efficiency in Europe (EEA_ENER037)	
	Energy intensity (EEA_CSI028/ENER017)	
	Energy production	
	Primary production of energy by resource (Eurostat_ten00076)	
	Efficiency of conventional thermal electricity generation (EEA_ENER019)	
	Overview of the electricity production and use in Europe (EEA_ENER038)	
	Overview of the European energy system (EEA_CSI045/ENER036)	
	Renewable resources	
	Share of renewable energy in gross final energy consumption (Eurostat_t2020_31)	
	Share of renewable energy in gross final energy consumption by sector (Eurostat_sdg_07_40)	
	Share of renewable energy in gross final energy consumption (EEA_CSI048/ENER028)	
Environmental economics	Environmental expenditure	Environmental protection expenditure of industry by type (Eurostat_ten00052)
		Environmental protection expenditure of the public sector by type (Eurostat_ten00049)
		Environmental protection expenditure of private and public specialised producers, by type (Eurostat_ten00061)
		Financing biodiversity management (EEA_SEBIO25)
		Household expenditure on consumption categories with differing environmental pressure intensities (EEA_CSI043/SCP013)
	Environmental goods and services	Eco-innovation index (Eurostat_t2020_rt200)
		Private investment, jobs and gross value added related to circular economy sectors (Eurostat_cei_cie010)
	Environmental taxes	Number of patents related to recycling and secondary raw materials (Eurostat_cei_cie020, source: PATSAT)
		Energy taxes (Eurostat_t2020_rt300)
		Energy taxes by paying sector (Eurostat_t2020_rt310)
	Shares of environmental and labour taxes in total tax revenues (Eurostat_sdg_17_50)	
Environmental policy	Environmental awareness	Public awareness (EEA_SEBIO26)
	Environmental management and labelling systems	Number of organisations with registered environmental management systems according to EMAS and ISO 14001 (EEA_SCP033)
	Fisheries	
	Aquaculture	Aquaculture: effluent water quality from finfish farms (EEA_SEBIO22)
		Aquaculture production (EEA_CSI033/MAR008)
	Fish stocks	Assessed fish stocks exceeding fishing mortality at maximum sustainable yield (FMSY) in North East Atlantic (Eurostat_sdg_14_30, source: JRC-STECF)
		Estimated trends in fish stock biomass in North East Atlantic (Eurostat_sdg_14_21, source: JRC-STECF)
		Fisheries: European commercial fish stocks (EEA_SEBIO21)
	Fishing fleet	Status of marine fish and shellfish in European seas (EEA_CSI032/MAR007)
		Fishing fleet pressure (EEA_CSI034/MAR009)
Forestry	Forest deterioration	Forest fires (EEA_CLIM035)
		Forest composition and distribution (EEA_CLIM034)
	Forest industry	Share of forest area (Eurostat_15_10)

Продовження таблиці К.1

		Roundwood production (Eurostat_tag00072)
		Total paper and paperboard production (Eurostat_tag00074)
		Total sawnwood production (Eurostat_tag00073)
	Forestry economics	
		Gross value added of the forestry industry, at basic prices (Eurostat_tag00058)
	Wood resources	
		Forest: deadwood (EEA_SEBI018)
		Forest: growing stock, increment and fellings (EEA_SEBI017)
Natural areas, landscape, ecosystems	Habitat destruction and ecosystem degradation	
		Ecological Footprint of European countries (EEA_SEBI023)
		Ecosystem coverage (EEA_SEBI004)
		Fragmentation of natural and semi-natural areas (EEA_SEBI013)
		Habitats of European interest (EEA_SEBI005)
		Invasive alien species in Europe (EEA_SEBI010)
	Land restoration	
		Land recycling and densification (EEA_LSI008)
	Land use	
		Artificial land cover (Eurostat_sdg_15_30)
		Built-up areas (Eurostat_t2020_rd110)
		Landscape fragmentation (Eurostat_t2020_rn110, source: EEA)
		Landscape fragmentation pressure from urban and transport infrastructure expansion (EEA_CSI054/LSI004)
		Productivity of artificial land (Eurostat_t2020_rd100)
		Land take (EEA_CSI014/LSI001)
	Protected area	
		Nationally designated protected areas (EEA_CSI008/SEBI007)
		Marine protected areas in Europe's seas (EEA_MAR004)
		Surface of marine sites designated under NATURA 2000 (Eurostat_sdg_14_10, source: EC services, EEA)
		Surface of terrestrial sites designated under NATURA 2000 (Eurostat_sdg_15_20, source: EC services and EEA)
		Sites designated under the EU Habitats and Birds Directives (EEA_SEBI008)
	Species distribution	
		Distribution shifts of marine species (EEA_CLIM015)
		Distribution shifts of plant and animal species (EEA_CLIM022)
		Pathways of introduction of marine non-indigenous species (EEA_MAR003)
		Trends in marine non-indigenous species (EEA_MAR002)
		Vector-borne diseases (EEA_CLIM037)
	Species diversity	
		Abundance and distribution of selected species (EEA_CSI050/SEBI001)
		Common bird index by type of species - EU aggregate (Eurostat_sdg_15_60, source: EBCC)
		Grassland butterfly index - EU aggregate (Eurostat_sdg_15_61, source: EEA, BCE)
		Impact of climate change on bird populations (EEA_SEBI011)
		Livestock genetic diversity (EEA_SEBI006)
		Red List Index for European species (EEA_SEBI002)
		Species of European interest (EEA_CSI007/SEBI003)
	Species phenology	
		Phenology of plant and animal species (EEA_CLIM023)
Noise	Traffic noise	
		Population exposure to environmental noise (EEA_CSI051/TERM005)
	Urban noise	
		Population living in households considering that they suffer from noise, by poverty status (Eurostat_sdg_11_20)
Pollution	Pollution type	
		Industrial pollution in Europe (EEA_CSI055/INDP003)
Resources	Material flows	
		Domestic material consumption per capita (Eurostat_t2020_r1110)
		Food consumption - animal based protein (EEA_SCP020)
		Resource productivity and domestic material consumption (DMC) (Eurostat_sdg_12_20)
		Circular material use rate (Eurostat_cei_srm030)
		Circular material use rate (Eurostat_sdg_12_41)
Soil	Soil water	
		Soil moisture (EEA_LSI007)
		Imperviousness and imperviousness change (LSI002)
	Contaminated area	
		Progress in management of contaminated sites (EEA_CSI015/LSI003)
	Erosion	
		Estimated soil erosion by water (source: JRC) (Eurostat_sdg_15_50)
	Nutrient content	
		Gross nutrient balance in agricultural land (Eurostat_t2020_rn310)
		Agriculture: nitrogen balance (EEA_SEBI019)
	Organic matter	
		Soil organic carbon (EEA_LSI005)
Transport	Freight transport	
		Modal split of freight transport (Eurostat_t2020_rk320)
		Share of rail and inland waterways activity in total freight transport (Eurostat_sdg_09_60)
		Freight transport demand (EEA_CSI036/TERM013)

Продовження таблиці К.1

Outlook

Population connected to public water supply (Eurostat_ten00012)
Water exploitation index by type of water source (Eurostat_sdg_06_60)
Water productivity (Eurostat_t2020_rd210)
Water resources: long-term annual average (Eurostat_ten00001)
Use of freshwater resources (EEA_CSI018/WAT001)

Gross Domestic Product (GDP) - Outlook from the Organisation for Economic Co-operation and Development (OECD) (EEA_Outlook041)
Population trends 1950-2100: globally and within Europe (EEA_Outlook042)

Додаток Л

Таблиця Л.1 – Екологічні та економічні ефекти показників якості при спорудженні нафтогазової свердловини

Типи показників якості		Економічні ефекти	Екологічні ефекти
Конструктивні показники	Коефіцієнт блочності	Скорочення часу монтажних, демонтажних та ремонтних робіт.	Скорочення викидів при зварювальних роботах. Запобігання аварійним викидам, що можливі при зупинках технологічних процесів очікуванні в ході ремонтних робіт.
	Рівень механізації та автоматизації	Попередження помилоковості дій при наявності людського фактору.	Запобігання розливів викидів та скидів, що виникають при аварійних ситуаціях різної складності в наслідок людського фактору.
	Питомі розміри	Розміри обладнання формують потреби в транспортуванні та спецавтотранспорті для монтажу і демонтажу	Скорочення викидів при роботі спецавтотранспорту. Скорочення природних ресурсів при виробництві обладнання або окремих деталей.
Показники надійності	Безвідмовність	Відсутність простою при непередбачуваних ремонтних роботах.	Зменшення ймовірності виникнення нафтогазоводопроявів. Запобігання розливам, викидам, скидам.
	Довговічність	Запобігання виходу з ладу через передчасні поломки.	
	Збереженість	Запобігання виходу з ладу через транспортування і тривале зберігання	
	Ремонтпридатність	Скорочення витрат на новий пристрій	Економія природних ресурсів та скорочення виробничих відходів
Показник економічного використання сировини, матеріалів, палива	Частка маси виробу (на одиницю основного показника якості)	Скорочення використання ресурсів для виготовлення виробу	Скорочення утворення емісій за рахунок зменшення потреб у добуванні ресурсів та їх переробці для одержання виробу
	Коефіцієнт використання матеріальних ресурсів	Підвищення показника корисних витрат за рахунок впровадження інноваційних	Економія ресурсів та скорочення утворення відходів

Типи показників якості		Економічні ефекти	Екологічні ефекти
		технологій, що скорочують витрати на ресурси та відходи	
	Коефіцієнт корисної дії	Дозволяє скоротити частку між корисною роботою і повною	Скорочення викидів, що утворюються при некорисному використанні роботи.
Показники технологічності	Технологічність створення виробів	Запобігання нераціональному витрачання ресурсів та енергії при створенні та експлуатації виробу	Запобігання забрудненню довкілля та використанню ресурсів при нераціональних підходах до створення та експлуатації виробу
	Технологічність експлуатаційного періоду виробів		
	Технологічність утилізації	Запобігання накопиченню неутилізованих виробів або/та скорочення витрат на утилізацію, рециклінг	Скорочення емісій при утилізації виробу та забрудненню території накопиченням неутилізованої продукції
Показники транспортability	Тривалість і вартість підготовки до перевезень	Скорочення витрат часу, людських, енергетичних та механізованих ресурсів	Скорочення емісій при роботі спецавтотранспорту та при виробленні електроенергії.
	Тривалість і вартість вантажно-розвантажувальних робіт		
	Середня матеріаломісткість упакування	Скорочення витрат на упаковочні матеріали та їх утилізацію	Скорочення емісій при утилізації пакувальних матеріалів та запобігання забрудненню територій через їх накопичення
Екологічні показники	Наявність шкідливих домішок	Витрати на оздоровлення персоналу та за роботу в шкідливих умовах	Емісії шкідливих речовин в довкілля
	Викиди шкідливих часток чи газів	Витрати за шкідливі викиди в довкілля	Забруднення приземного шару атмосфери парниковими газами та іншими газоподібними забруднювачами
	Випромінювання при зберіганні	Витрати на зберігання та утилізацію	Небезпека для персоналу та високий ризик потрапляння

Типи показників якості		Економічні ефекти	Екологічні ефекти
		відпрацьованого обладнання та відходів з підвищеним рівнем іонізаційного випромінювання	в навколишнє природне середовище джерел іонізаційного випромінювання
Показники безпеки	Імовірність безпечної роботи людини протягом певного часу	Запобігання витратам на оплату лікарняних	Відповідний рівень безпека для здоров'я персоналу
	Час спрацювання захисних пристроїв	Запобігання витратам, що спричинені травматизмом персоналу та емісіями в довкілля	Запобігання викидам скидам та розливам при аварійних ситуаціях
	Електрична надійність високовольтних мереж	Запобігання витратам, спричиненим виходом з ладу джерел електропостачання та пов'язаних з цим наслідків	Запобігання забруднення довкілля в результаті аварійних ситуацій в результаті виходу з ладу джерел електропостачання

Таблиця М.1 – Паспорт свердловини №60725

ПАСПОРТ СВЕРДЛОВИНИ № 60725

Дата видачі: 04.07.2019 21:35:31

Юридична особа, що заповнила паспорт											
Найменування								Код за ЄДРПОУ			
ПАТ "УКРГАЗВИДОБУВАННЯ"								30019775			
Місцезнаходження та телефон юридичної особи, що заповнила паспорт								Дата заповнення			
								01-03-2012			
Розділ 1. Загальні дані про свердловину						Введено в БД: 11-06-2014					
Код свердловини	№ свердловини	Назва свердловини			Код категорії	Назва категорії					
60725	70	Летнянська			8	Експлуатаційна (Добувна)					
Місцезнаходження свердловини											
Область					Район						
Код (КОАТУУ)		Назва			Код (КОАТУУ)		Назва				
460000000		Львівська Область			4621200000		Дрогобицький Район				
Географічні координати		шпрота	г.р.д.	мін.	сек.	Топографічний опис					
		довгота	г.р.д.	мін.	сек.	200м на сх. від с.п.55 Летня, 500м на пів.сх. від с.п.2 Летня					
Розділ 2. Об'єкт(родовище, площа), на якому розташована свердловина											
Назва об'єкту		Дата		Вид об'єкта		№	№	Введено в БД			
ЛЕТНЯНСЬКЕ		3	До	Код	Назва	дільнки	паспорту	15-06-2012			
		01-01-1984		300	Родовище		243				
Дані про спеціальний дозвіл											
№ дозволу	Дата отримання	Вид користування надрами		Термін дії	Підприємство-власник спец. дозволу		Відомості про дію		Введено в БД		
1806	25-03-1999	153	Видобування	39	30019775	ПАТ "УКРГАЗВИДОБУВАННЯ"	10	Дійсна	15-06-2012		
Розділ 3. Відомості про власника свердловини											
№ документа	Дата реєстрації	Орган, що видав свідоцтво		Форма власності		Підприємство-власник свердловини		Введено в БД			
	15-07-2011	ДКСУ		31	загальнодержавна власність	30019775	ПАТ "УКРГАЗВИДОБУВАННЯ"		11-06-2014		
Розділ 4. Відомості про вартість свердловини											
№ документа	Вид документа	Дата оцінки	Юридична особа, що здійснила оцінку			Вид вартості	Вартість		Введено в БД		
			Код ЄДРПОУ	Назва			Одиниця	Величина			
	інвентарна картка	15-07-2011	30019775	ПАТ "УКРГАЗВИДОБУВАННЯ"	Первинна	тис.грн.	10485.14	11-06-2014			
	інвентарна картка	01-03-2012	30019775	ПАТ "УКРГАЗВИДОБУВАННЯ"	Залишкова	тис.грн.	10198.14	11-06-2014			
Розділ 5. Стан, в якому перебуває свердловина											
Стан свердловини		Юридична особа, що оцінювала			Дата оцінки	Глибина в м		Горизонт. зміщення вибою	Азимут	Нахил від осі	Введено в БД
Код	Назва	Код ЄДРПОУ	Назва		Проект	Факт		Гр.д/Мін	Гр.д/Мін	Глибини а, м	
102	В Бурині	30019775	ПАТ "УКРГАЗВИДОБУВАННЯ"		02-04-2011	1725.0	1725.0	11	30		15-06-2012
205	У Випробуванні	30019775	ПАТ "УКРГАЗВИДОБУВАННЯ"		27-06-2011	1725.0	1725.0	11	30		17-06-2013
200	Експлуатація(Дюча)	30019775	ПАТ "УКРГАЗВИДОБУВАННЯ"		15-07-2011	1725.0	1725.0	11	30		15-06-2012
Розділ 6. Конструкція свердловини											
Вид колони	Зовнішній діаметр в мм	Внутрішній діаметр в мм	Глибина верхнього кінця колони в м		Глибина нижнього кінця колони в м		Відомості про герметичність			Введено в БД	
направлення	426.0		0,0		34.8		герметичний			15-06-2012	
кондуктор	324.0		0,0		336.2		герметична			15-06-2012	
технічна	245.0				859.5		герметична			15-06-2012	
експлуатаційна	168.0	140	0,0		1724.5		герметична			15-06-2012	
Розділ 7. Результати випробування свердловини											
Дата проведення	Порядк. номер	Глибина горизонту, м		Результати випробувань при бурінні		Результати випробувань в колоні		Висновок	Введено в БД		
		Початкова	Кінцева	Метод	Результат	Тип перфорації	Результат				
01-06-2001	1	1603.0	1588.0			ЗКМУ-54У 2700тв.	д-5.01мм Ог-41.9тис.м3/д Р6Р-98.7/98.9ата		15-06-2012		
Розділ 8. Склад обладнання на свердловині											
№ позиції	Вид обладнання	Характеристика обладнання			Вартість, грн.	Дата монтажу	Дата демонтажу	Введено в БД			
		Модель та кількість одиниць			Опис позиції						
1	наземне	Фонтанна арматура			АФК 6-65*210	187466.0000	01-07-2011	15-06-2012			

Продовження таблиці М.1

Розділ 9. Дані про геофізичні дослідження						Введено в БД: 15-06-2012	
Виділено 16 пластів: 13-газоносних та газонасичених, 2-газоводонасичені, 1-водогазонасичений, 24-водоносні та водонасичені, решта-ущільнені та неколектори							
№ дослід.	Інтервал ГДС, м		Комплекс ГДС			Висновки за результатами ГДС	Введено в БД
	Початок	Кінець	Код	Назва базової ГДС	Додаткова інформація		
1	0	1720	35420	стандартний каротаж			15-06-2012
2	0	1720	35005	Каротаж електричний			15-06-2012
3	0	1720	35310	Кавернометрія			15-06-2012
4	0	1720	35315	Профілометрія			15-06-2012
5	0	1720	35110	Гамма-каротаж			15-06-2012
6	0	1720	35422	інші види каротажу		ТК	15-06-2012
7	0	1720	35320	Інклінометрія			15-06-2012
8	50	1545	35015	Бокове каротаже зондування			15-06-2012
9	50	1545	35020	Каротаж боковий			15-06-2012
10	50	1545	35220	Каротаж індукційний			15-06-2012
11	50	1545	35030	Мікрокаротаж			15-06-2012
12	50	1545	35035	Мікрокаротаж боковий			15-06-2012
13	50	1545	35265	Каротаж акустичний			15-06-2012
14	50	1545	35105	Каротаж радіоактивний			15-06-2012

Розділ 10. Екологічні параметри в районі розташування свердловини							
Дата надання	Водоохоронна зона	Зона заповнення	Санітарна зона населених пунктів	Заборонена зона охоронних територій	Територія сільгоспугідь	Територія заповідників	Введено в БД
01-03-2012	Ні	Ні	Ні	Ні	Так	Ні	15-06-2012

Розділ 11. Стан експлуатації										
Дата початку експлуатації (розробки)	Продуктивний горизонт					Флюїд				Введено в БД
	№ горизонту	Назва горизонту	Індекс пласта	Тип колектора	Інтервал перфорації		Тип флюїду	Одиниця виміру	Початк. дебіт	
					Початок	Кінець				
15-07-2011	1	НД-156	N1sm	теригенний	1603.0	1588.0	газ	тис.куб.м	40.000	15-06-2012
		Дата надання	Флюїд	Режим експлуатації	Одиниця виміру	Дебіт поточний	Об'єм відбору поточний	Пластовий тиск, мПа	Депресія на вибої, мПа	Введено в БД
		15-07-2011	газ	Газовий	тис.куб.м	45,600	11619,000	12.3	3.3	15-06-2012

Таблиця М.2 – Паспорт свердловини №60733

ПАСПОРТ СВЕРДЛОВИНИ № 60733

Дата видачі: 04.07.2019 21:39:14

Юридична особа, що заповнила паспорт										
Найменування								Код за ЄДРПОУ		
ПАТ "УКРГАЗВИДОБУВАННЯ"								30019775		
Місцезнаходження та телефон юридичної особи, що заповнила паспорт								Дата заповнення		
								01-03-2012		
Розділ 1. Загальні дані про свердловину						Введено в БД:		11-06-2014		
Код свердловини	№ свердловини	Назва свердловини				Код категорії	Назва категорії			
60733	72	Летнянська				8	Експлуатаційна (Добувна)			
Місцезнаходження свердловини										
Область					Район					
Код (КОАТУУ)	Назва				Код (КОАТУУ)	Назва				
4600000000	Львівська Область				4621200000	Дрогобицький Район				
Географічні координати	широта	грд.	мін.	сек.	Топографічний опис	400м на зх. від св.60 Летня, 530м на пд. від св.53 Летня				
	довгота	грд.	мін.	сек.						
Розділ 2. Об'єкт(родовище, площа), на якому розташована свердловина										
Назва об'єкту	Дата		Вид об'єкта		№ ділянки	№ паспорту	Введено в БД			
ЛЕТНЯНСЬКЕ	01-01-1984	3	До	300	Родовище	243	15-06-2012			
Дані про спеціальний дозвіл										
№ дозволу	Дата отримання	Вид користування надрами		Термін дії (років)	Підприємство-власник спец. дозволу		Відомості про дію		Введено в БД	
1806	25-03-1999	153	Видобування	39	30019775	ПАТ "УКРГАЗВИДОБУВАННЯ"	10	Дійсна	15-06-2012	
Розділ 3. Відомості про власника свердловини										
№ документа	Дата реєстрації	Орган, що видав свідоцтво	Форма власності		Підприємство-власник свердловини		Введено в БД			
			Код	Назва	Код ЄДРПОУ	Назва				
	09-08-2011	ДКСУ	31	загальнодержавна власність	30019775	ПАТ "УКРГАЗВИДОБУВАННЯ"	11-06-2014			
Розділ 4. Відомості про вартість свердловини										
№ документа	Вид документа	Дата оцінки	Юридична особа, що здійснила оцінку		Вид вартості	Вартість		Введено в БД		
			Код ЄДРПОУ	Назва		Одиниця	Величина			
	інвентарна картка	09-08-2011	30019775	ПАТ "УКРГАЗВИДОБУВАННЯ"	Первинна	тис.грн.	7109.23	11-06-2014		
	інвентарна картка	01-03-2012	30019775	ПАТ "УКРГАЗВИДОБУВАННЯ"	Залишкова	тис.грн.	6935.86	11-06-2014		
Розділ 5. Стан, в якому перебуває свердловина										
Стан свердловини		Юридична особа, що оцінювала			Дата оцінки	Глибина в м		Горизонт. зміщення вибою	Нахил від осі	Введено в БД
Код	Назва	Код ЄДРПОУ	Назва		Проект	Факт	Грд/Мін	Грд/Мін/Глибина, м		
102	В Буринні	30019775	ПАТ "УКРГАЗВИДОБУВАННЯ"	01-05-2011	1620.0	1540.0	2	30	15-06-2012	
205	У Випробуванні	30019775	ПАТ "УКРГАЗВИДОБУВАННЯ"	09-07-2011	1620.0	1540.0	2	30	17-06-2013	
200	Експлуатаційна(Діюча)	30019775	ПАТ "УКРГАЗВИДОБУВАННЯ"	09-08-2011	1620.0	1540.0	2	30	15-06-2012	
Розділ 6. Конструкція свердловини										
Вид колони	Зовнішній діаметр в мм	Внутрішній діаметр в мм	Глибина верхнього кінця колони в м	Глибина нижнього кінця колони в м	Відомості про герметичність				Введено в БД	
направлення	426.0		0,0	30,0	герметичний				15-06-2012	
кондуктор	324.0		0,0	101.0	герметична				15-06-2012	
технічна	245.0			867.9	герметична				15-06-2012	
експлуатаційна	168.0		0,0	1338.0	герметична				15-06-2012	
Розділ 7. Результати випробування свердловини										
Дата проведення	Порядк. номер	Глибина горизонту, м		Результати випробувань при буринні		Результати випробувань в колоні		Висновок	Введено в БД	
		Початкова	Кінцева	Метод	Результат	Тип перфорації	Результат			
01-07-2011	1	1290.0	1282.0			ЗКМУ-У-54 К 144 отв.	д-3.52мм Qr-13.3гис м3/д P6/p-66,9/69,1 ата		15-06-2012	
Розділ 8. Склад обладнання на свердловині										
№ позиції	Вид обладнання	Характеристика обладнання			Вартість, грн.	Дата монтажу	Дата демонтажу	Введено в БД		
		Модель та кількість одиниць	Опис позиції							
1	наземне	Фонтанна арматура	АФК 6-65*210		187466.0000	01-08-2011		15-06-2012		

Продовження таблиці М.2

Розділ 9. Дані про геофізичні дослідження						Введено в БД: 15-06-2012	
Виділено 59 пластів: 22-газоносних та газонасичених, 2-слгазонасичених, 2-газоводонасичених, 26-водоносних і водонасичених, 7-ущільнених і неколекторів							
№ дослід.	Інтервал ГДС, м		Комплекс ГДС			ВІСНОВКИ за результатами ГДС	Введено в БД
	Початок	Кінець	Код	Назва базової ГДС	Додаткова інформація		
1	100	1537	35420	стандартний каротаж			15-06-2012
2	100	1537	35005	Каротаж електричний			15-06-2012
3	100	1537	35310	Кавернометрія			15-06-2012
4	100	1537	35315	Профілометрія			15-06-2012
5	100	1537	35015	Бокове каротажне зондування			15-06-2012
6	100	1537	35020	Каротаж боковий			15-06-2012
7	100	1537	35220	Каротаж індукційний			15-06-2012
8	100	1537	35030	Мікрокаротаж			15-06-2012
9	100	1537	35035	Мікрокаротаж боковий			15-06-2012
10	100	1537	35265	Каротаж акустичний			15-06-2012
11	0	1537	35105	Каротаж радіоактивний			15-06-2012
12	0	1537	35110	Гамма-каротаж			15-06-2012
13	0	1537	35422	інші види каротажу			15-06-2012

ТК

Розділ 10. Екологічні параметри в районі розташування свердловини							
Дата надання	Водоохоронна зона	Зона затоплення	Санітарна зона населених пунктів	Заборонена зона охоронних територій	Територія сільгоспугідь	Територія заповідників	Введено в БД
01-03-2012	Ні	Ні	Ні	Ні	Так	Ні	15-06-2012

Розділ 11. Стан експлуатації										
Дата початку експлуатації (розробки)	Продуктивний горизонт						Флоїд			Введено в БД
	№ горизонту	Назва горизонту	Індекс пласта	Тип колектора	Інтервал перфорації		Тип флоїду	Одиниця виміру	Початк. дебіт	
					Початок	Кінець				
09-08-2011	1	НД-13	N1sm	теригенний	1290.0	1282.0	газ	тис.куб.м	13.000	15-06-2012
		Дата надання	Флоїд	Режим експлуатації	Одиниця виміру	Дебіт поточний	Об'єм відбору поточний	Пластовий тиск, МПа	Депресія на вибої, МПа	Введено в БД
		09-08-2011	газ	Газовий	тис.куб.м	20.000	4025.000	8.0	2.5	15-06-2012

Таблиця М.3 – Паспорт свердловини №59853

ПАСПОРТ СВЕРДЛОВИНИ № 59853

Дата видачі: 07.02.2020 14:31:05

Юридична особа, що заповнила паспорт									
Найменування									Код за ЄДРПОУ
ДОЧІРНЄ ПІДПРИЄМСТВО НАК "НАДРА УКРАЇНИ" "ЗАХІДУКРГЕОЛОГІЯ"									1432606
Місцезнаходження та телефон юридичної особи, що заповнила паспорт									Дата заповнення
									26-05-2011
Розділ 1. Загальні дані про свердловину							Введено в БД:		26-05-2011
Код свердловини	№ свердловини	Назва свердловини					Код категорії	Назва категорії	
59853	1	Саджавська					1	Пошукова	
Місцезнаходження свердловини									
Область					Район				
Код (КОАТУУ)	Назва					Код (КОАТУУ)	Назва		
2600000000	Івано-Франківська Область					2620400000	Богородчанський Район		
Географічні координати	широта	грд.	48	мін.	44	сек.	20	Топографічний опис	
	довгота	грд.	24	мін.	22	сек.	49	Свердловина знаходиться на віддалі 0,4 км на північний схід від с.Космач поруч з лісом і на віддалі 0,6 км на захід від автодороги Космач-Раковець. Рельєф місцевості горбистий. Місцевість відкрита	
Розділ 2. Об'єкт(родовище, площа), на якому розташована свердловина									
Назва об'єкту	Дата		Вид об'єкта			№ ділянки	№ паспорту	Введено в БД	
	3	До	Код	Назва					
Дані про спеціальний дозвіл									
№ дозволу	Дата отримання	Вид користування надрами		Термін дії (років)	Підприємство-власник спец. дозволу		Відомості про дію		Введено в БД
		Код	Назва		Код за ЄДРПОУ	Назва	Код	Назва	
Розділ 3. Відомості про власника свердловини									
№ документа	Дата реєстрації	Орган, що видав свідоцтво	Форма власності		Підприємство-власник свердловини		Введено в БД		
			Код	Назва	Код ЄДРПОУ	Назва			
	26-05-2011	ДКСУ	20	колективна власність	1432606	ДОЧІРНЄ ПІДПРИЄМСТВО НАК "НАДРА УКРАЇНИ" "ЗАХІДУКРГЕОЛОГІЯ"	07-06-2011		
Розділ 4. Відомості про вартість свердловини									
№ документа	Вид документа	Дата оцінки	Юридична особа, що здійснила оцінку		Вид вартості	Вартість		Введено в БД	
			Код ЄДРПОУ	Назва		Одиниця	Величина		
	інвентарна картка	12-01-2010	1432606	ДОЧІРНЄ ПІДПРИЄМСТВО НАК "НАДРА УКРАЇНИ" "ЗАХІДУКРГЕОЛОГІЯ"	Первинна	грн.	32489	26-05-2011	
Розділ 5. Стан, в якому перебуває свердловина									
Стан свердловини	Юридична особа, що оцінювала	Дата оцінки	Глибина в м	Горизонт зміщення вибою	Азимут	Пахил від осі	Введено в БД		
							Код СДРПОУ	Назва	Проект
500 Ліквідована	1432606	ДОЧІРНЄ ПІДПРИЄМСТВО НАК "НАДРА УКРАЇНИ" "ЗАХІДУКРГЕОЛОГІЯ"	19-04-1994	5500.0	5511.0	117.8м	232	18	26-05-2011
Розділ 6. Конструкція свердловини									
Вид колони	Зовнішній діаметр в мм	Внутрішній діаметр в мм	Глибина верхнього кінця колони в м	Глибина нижнього кінця колони в м	Відомості про герметичність			Введено в БД	
направлення	630.0		0,9	0,0	забутовано			07-06-2011	
кондуктор	426.0		10,4	0,0	герметично			07-06-2011	
технічна	245.0		431,0	0,0	герметично			07-06-2011	
технічна	324.0		237,0	0,0	герметично			07-06-2011	
Розділ 7. Результати випробування свердловини									
Дата проведення	Порядк. номер	Глибина горизонту, м		Результати випробувань при бурінні		Результати випробувань в колонії		Висновок	Введено в БД
		Початкова	Кінцева	Метод	Результат	Тип перфорації	Результат		
22-02-1994	1	3728.0	3618.0			ПКО-89 18 от. на Іл.м. Всього 700 от.	Q газovanого р-ну=0,53 м3 за 61 хв. Рпл.=502 атм на гл. 3614 м.	газований розчин	07-06-2011
04-03-1994	1	3579.0	3597.0			ПКО-73 12 от. на Іл.м. Всього 261 от.	за 550 хв. відкритого періоду отримано 5,7 м3 сильно роззв'язаної пластової води Рпл.=570 атм на гл. 3560 м. Довжина факеди на викид=2 м.	розгазована пластова вода	07-06-2011
19-04-1994	1	2658.0	2648.0			ПКО-73 12 от. на Іл.м. Всього 120 от.	Q=0,7 м3 за 22 год. 25хв. Рпл.=262,5 атм на гл. 2648 м.	пластова вода	07-06-2011
Розділ 8. Склад обладнання на свердловині									

Продовження таблиці М.3

№ позиції	Вид обладнання	Характеристика обладнання		Вартість, грн.	Дата монтажу	Дата демонтажу	Введено в БД
		Модель та кількість одиниць	Опис позиції				
1	підземне	Бутобетонна гумба і репер					07-06-2011

Розділ 9. Дані про геофізичні дослідження							Введено в БД: 07-06-2011
Виділено та проінтерпретовано 64 пласти. Нафтогазонасичених пластів, які мають промислову цінність не виявлено. Найкращі колектори розрізу обводнені: 3301-3309 м, 3309-3316.8 м, 3348-3354 м, 3414-3416 м, 3478-3481.6 м.							
№ дослід.	Інтервал ГДС, м		Комплекс ГДС			ВИСНОВКИ за результатами ГДС	Введено в БД
	Початок	Кінець	Код	Назва базової ГДС	Додаткова інформація		
1	100	5500	35420	стандартний каротаж			07-06-2011
2	4300	5500	35015	Бокове каротаже зондування			07-06-2011
3	100	5500	35310	Кавернометрія			07-06-2011
4	0	5500	35110	Гамма-каротаж			07-06-2011
5	0	5500	35150	Гамма-каротаж нейтронний			07-06-2011
6	4300	5500	35020	Каротаж боковий			07-06-2011
7	4300	5500	35035	Мікрокаротаж боковий			07-06-2011
8	4300	5500	35265	Каротаж акустичний			07-06-2011
9	4300	5500	35110	Гамма-каротаж			07-06-2011
10	4300	5500	35150	Гамма-каротаж нейтронний			07-06-2011

Розділ 10. Екологічні параметри в районі розташування свердловини							
Дата надання	Водоохоронна зона	Зона затоплення	Санітарна зона населених пунктів	Заборонена зона охоронних територій	Територія сільгоспугідь	Територія заповідників	Введено в БД

Розділ 11. Стан експлуатації										
Дата початку експлуатації (розробки)	Продуктивний горизонт						Флоїд			Введено в БД
	№ горизонту	Назва горизонту	Індекс пласта	Тип колектора	Інтервал перфорації		Тип флоїду	Одиниця виміру	Початк. дебіт	
					Початок	Кінець				

Таблиця М.4 – Паспорт свердловини №10481

ПАСПОРТ СВЕРДЛОВИНИ № 10481

Дата видачі: 07.02.2020 14:34:13

Юридична особа, що заповнила паспорт										
Найменування								Код за ЄДРПОУ		
ПАТ "УКРНАФТА"								135390		
Місцезнаходження та телефон юридичної особи, що заповнила паспорт								Дата заповнення		
								01-06-2007		
Розділ 1. Загальні дані про свердловину						Введено в БД:		03-02-2014		
Код свердловини	№ свердловини	Назва свердловини				Код категорії	Назва категорії			
10481	498	Бабче				2	Розвідувальна			
Місцезнаходження свердловини										
Область					Район					
Код (КОАТУУ)		Назва				Код (КОАТУУ)		Назва		
2600000000		Івано-Франківська Область				2620400000		Богородчанський Район		
Географічні координати		широта	гр.д.	48	мін.	40	сек.	29	Топографічний опис	
		довгота	гр.д.	24	мін.	24	сек.	24	гірська місцевість	
Розділ 2. Об'єкт(родовище, площа), на якому розташована свердловина										
Назва об'єкту		Дата		Вид об'єкта		№ ділянки	№ паспорту	Введено в БД		
БИТКІВ-БАБЧИНСЬКЕ		01-01-1951		300		Родовище		25-02-2013		
Дані про спеціальний дозвіл										
№ дозволу	Дата отримання	Вид користування надрами		Термін дії (років)	Підприємство-власник спец. дозволу		Відомості про дію		Введено в БД	
310	27-07-1995	153	Видобування	40	23152126	ТОВ СП УКРАЇНСЬКО-АМЕРИКАНСЬКЕ "УКРКАРНАТОЙЛ ЛТД"		10	Дійсна	27-09-2007
Розділ 3. Відомості про власника свердловини										
№ документа	Дата реєстрації	Орган, що видав свідоцтво		Форма власності		Підприємство-власник свердловини		Введено в БД		
13391/05	11-07-2005	ДКСУ		10	приватна власність	135390	ПАТ "УКРНАФТА"		03-02-2014	
Розділ 4. Відомості про вартість свердловини										
№ документа	Вид документа	Дата оцінки	Юридична особа, що здійснила оцінку		Вид вартості		Вартість		Введено в БД	
			Код ЄДРПОУ	Назва			Одиниця	Величина		
Розділ 5. Стан, в якому перебуває свердловина										
Стан свердловини		Юридична особа, що оцінювала			Дата оцінки	Глибина в м		Горизонт. зміщення вибою	Нахил від осі	Введено в БД
Код	Назва	Код ЄДРПОУ	Назва			Проект	Факт	Гр.д/Мін	Гр.д/Мін/Глибини, м	
500	Ліквідована	135390	ПАТ "УКРНАФТА"		01-01-1967	2900.0	2796.0			25-02-2013
Розділ 6. Конструкція свердловини										
Вид колонії	Зовнішній діаметр в мм	Внутрішній діаметр в мм	Глибина верхнього кінця колонії в м		Глибина нижнього кінця колонії в м		Відомості про герметичність			Введено в БД
направлення	18.0		0,0		5,0		цемент до гирла			25-02-2013
кондуктор	10.0		0,0		167.5		до гирла			25-02-2013
технічна	7.0				0.0		цемент до гирла			25-02-2013
експлуатаційна	5.0		0,0		2603.0		зацементовано			25-02-2013
Розділ 7. Результати випробування свердловини										
Дата проведення	Порядк. номер	Глибина горизонту, м		Результати випробувань при бурінні		Результати випробувань в колонії		Висновок	Введено в БД	
		Початкова	Кінцева	Метод	Результат	Тип перфорації	Результат			
01-01-1967	1	2456.0	2507.0			шк-103 10 отв/м			25-02-2013	
Розділ 8. Склад обладнання на свердловині										
№ позиції	Вид обладнання	Характеристика обладнання			Вартість, грн.	Дата монтажу	Дата демонтажу	Введено в БД		
		Модель та кількість одиниць	Опис позиції							
Розділ 10. Екологічні параметри в районі розташування свердловини										
Дата надання	Водоохоронна зона	Зона затоплення	Санітарна зона населених пунктів	Заборонена зона охоронних територій	Територія сільгоспугідь	Територія заповідників	Введено в БД			
Розділ 11. Стан експлуатації										

Продовження таблиці М.4

Дата початку експлуатації (розробки)	Продуктивний горизонт						Флоїд			Введено в БД
	№ горизонту	Назва горизонту	Індекс пласта	Тип колектора	Інтервал перфора		Тип флоїду	Одиниця виміру	Початк. дебіт	
					Початок	Кінець				

Таблиця М.5– Паспорт свердловини №10478

ПАСПОРТ СВЕРДЛОВИНИ № 10478

Дата видачі: 07.02.2020 14:33:35

Юридична особа, що заповнила паспорт										
Найменування								Код за ЄДРПОУ		
ПАТ "УКРНАФТА"								135390		
Місцезнаходження та телефон юридичної особи, що заповнила паспорт								Дата заповнення		
								01-06-2007		
Розділ 1. Загальні дані про свердловину						Введено в БД:		03-02-2014		
Код свердловини	№ свердловини	Назва свердловини				Код категорії	Назва категорії			
10478	403	Бабче				1	Пошукова			
Місцезнаходження свердловини										
Область					Район					
Код (КОАТУУ)		Назва				Код (КОАТУУ)		Назва		
2600000000		Івано-Франківська Область				2620400000		Богородчанський Район		
Географічні координати		широта	грд.	48	мін.	41	сек.	44	Топографічний опис	
		довгота	грд.	24	мін.	24	сек.	58	гірська місцевість	
Розділ 2. Об'єкт(родовище, площа), на якому розташована свердловина										
Назва об'єкту		Дата		Вид об'єкта		№ ділянки	№ паспорту	Введено в БД		
БИТКІВ-БАБЧИНСЬКЕ		01-01-1951		300		Родовище		25-02-2013		
Дані про спеціальний дозвіл										
№ дозволу	Дата отримання	Вид користування надрами		Термін дії (років)	Підприємство-власник спец. дозволу		Відомості про дію		Введено в БД	
310	27-07-1995	153	Видобування	40	23152126	ТОВ СП УКРАЇНСЬКО-АМЕРИКАНСЬКЕ "УКРКАРНАТОЙЛ ЛТД"		10	Дійсна	27-09-2007
Розділ 3. Відомості про власника свердловини										
№ документа	Дата реєстрації	Орган, що видав свідоцтво		Форма власності		Підприємство-власник свердловини		Введено в БД		
13391/05	11-07-2005	ДКСУ		10	приватна власність	135390	ПАТ "УКРНАФТА"		03-02-2014	
Розділ 4. Відомості про вартість свердловини										
№ документа	Вид документа	Дата оцінки	Юридична особа, що здійснила оцінку		Вид вартості		Вартість		Введено в БД	
			Код ЄДРПОУ	Назва			Одиниця	Величина		
Розділ 5. Стан, в якому перебуває свердловина										
Стан свердловини		Юридична особа, що оцінювала		Дата оцінки	Глибина в м		Горизонт. зміщення вибою	Нахил від осі	Введено в БД	
Код	Назва	Код ЄДРПОУ	Назва		Проект	Факт	Грд/Мін	Грд/Мін/Глибина, м		
500	Ліквідована	135390	ПАТ "УКРНАФТА"	30-09-1967	1601.0	1601.0			25-02-2013	
Розділ 6. Конструкція свердловини										
Вид колони	Зовнішній діаметр в мм	Внутрішній діаметр в мм	Глибина верхнього кінця колони в м		Глибина нижнього кінця колони в м		Відомості про герметичність		Введено в БД	
направлення	18.0		0,0		5.0		цемент до гирла		25-02-2013	
кондуктор	10.0		0,0		147.6		до гирла		25-02-2013	
технічна	7.0				0.0		цемент до гирла		25-02-2013	
експлуатаційна	5.0		0,0		1593.8		зацементовано		25-02-2013	
Розділ 7. Результати випробування свердловини										
Дата проведення	Порядк. номер	Глибина горизонту, м		Результати випробувань при бурінні		Результати випробувань в колоні		Висновок	Введено в БД	
		Початкова	Кінцева	Метод		Результат		Тип перфорації	Результат	
09-03-1967	1	1494.0	1593.8	заміна глинистого розчину на воду		прим. шв газу			25-02-2013	
Розділ 8. Склад обладнання на свердловині										
№ позиції	Вид обладнання	Характеристика обладнання			Вартість, грн.	Дата монтажу	Дата демонтажу	Введено в БД		
		Модель та кількість одиниць		Опис позиції						
Розділ 10. Екологічні параметри в районі розташування свердловини										
Дата надання	Водоохоронна зона	Зона загоплення	Санітарна зона населених пунктів	Заборонена зона охоронних територій	Територія сільгоспугідь	Територія заповідників	Введено в БД			
Розділ 11. Стан експлуатації										

Продовження таблиці М.5

Дата початку експлуатації (розробки)	Продуктивний горизонт						Флоїд			Введено в БД
	№ горизонту	Назва горизонту	Індекс пласта	Тип колектора	Інтервал перфора		Тип флоїду	Одиниця виміру	Початк. дебіт	
					Початок	Кінець				

Таблиця Н.1 – Міжнародні стандарти ISO серії 14000 та відповідні національні стандарти [99]

ПЛАНУЙ		ВИКОНУЙ		ПЕРЕВІРЯЙ		ДІЙ	
Розроблення та впровадження екологічних систем управління. Екологічні аспекти		Оцінювання життєвого циклу та управління ним		Проведення аудитів та оцінювання екологічних показників		Комунікації та використання Екологічні декларації, маркування	
Міжнародний стандарт	Національний стандарт	Міжнародний стандарт	Національний стандарт	Міжнародний стандарт	Національний стандарт	Міжнародний стандарт	Національний стандарт
ISO 14001:2015 Environmental management systems – Requirements with guidance for use	ДСТУ ISO 14001:2006 Системи екологічного керування. Вимоги та настанови щодо застосування (ISO 14001:2004, IDT) (Чинний до 15.09.2018)	ISO 14040:2006 Environmental management – Life cycle assessment – Principles and framework	ДСТУ ISO 14040:2013 Екологічне управління. Оцінювання життєвого циклу. Принципи та структура (ISO 14040:2006, IDT)	ISO 14015:2001 Environmental management – Environmental assessment of sites and organizations (EASO)	ДСТУ ISO 14015:2005 Екологічне керування. Екологічне оцінювання виробничих об'єктів та організацій (ISO 14015:2001, IDT)	ISO 14020:2000 Environmental labels and declarations – General principles	ДСТУ ISO 14020:2003 Екологічні маркування та декларації. Загальні принципи (ISO 14020:2000, IDT)
ISO 14004:2016 Environmental management systems – General guidelines on implementation	ДСТУ ISO 14004:2016 Системи екологічного управління. Загальні настанови щодо запровадження (ISO 14004:2016, IDT)	Відмінено	ДСТУ ISO 14041:2004 Екологічне керування оцінювання життєвого циклу. Визначення цілі і сфери застосування та аналізування інвентаризації (ISO 14041:1998, IDT)	ISO 14031:2013 Environmental management – Environmental performance evaluation – Guidelines	ДСТУ ISO 14031:2016 Екологічне управління. Оцінювання екологічної дієвості. Наставови (ISO 14031:2013, IDT)	ISO 14021:2016 Environmental labels and declarations – Self-declared environmental claims (Type II environmental labelling)	ДСТУ ISO 14021:2016 Екологічні маркування та декларації. Екологічні самодекларації (екологічне маркування типу II) (ISO 14021:2016, IDT)

Продовження таблиці Н.1

ISO 14005:2010 Environmental management systems – Guidelines for the phased implementation of an environmental management system, including the use of environmental performance evaluation <i>(На стадії перегляду. Буде замінений новою редакцією)</i>	ДСТУ ISO 14005:2015 Системи екологічного управління. Наступні етапи щодо поетапного запровадження системи екологічного управління, вивористовуючи оцінювання екологічних характеристик <i>(ISO 14005:2010, IDT)</i>	ISO 14044:2006 Environmental management – Life cycle assessment – Requirements and guidelines	ДСТУ ISO 14044:2013 Екологічне управління. Оцінювання життєвого циклу. Вимоги та настанови <i>(ISO 14044:2006, IDT)</i>	Відмінено	ДСТУ ISO/TR 14032:2004 Екологічне керівництво. Приклади оцінювання екологічності характеристик (ISO/TR14032:1999, IDT)	ISO 14024:1999 Environmental labels and declarations – Type I environmental labelling – Principles and procedures <i>(На стадії перегляду. Буде замінений новою редакцією)</i>	ДСТУ ISO 14024:2002 Екологічні маркування та декларації. Екологічне маркування типу I. Принципи та методи <i>(ISO 14024:1999, IDT)</i>
ISO 14050:2009 Environmental management – Vocabulary	ДСТУ ISO 14050:2016 Екологічне керівництво. Словник термінів (ISO 14050:2009, IDT)	ISO/TR 14047:2012 Environmental management – Life cycle assessment – Illustrative examples on how to apply ISO 14044 to impact assessment situations	ДСТУ ISO/TR 14047:2016 Екологічне управління життєвого циклу. Приклади застосування ISO 14044 до ситуацій оцінювання впливу життєвого циклу (ISO/TR 14047:2012, IDT)	ISO 14034:2016 Environmental management -- Environmental technology verification (ETV)	Відсутній	ISO 14025:2006 Environmental labels and declarations – Type III environmental declarations – Principles and procedures	ДСТУ ISO 14025:2008 Екологічні маркування та декларації. Екологічні декларації типу III. Принципи та процедури <i>(ISO 14025:2006, IDT)</i>
ISO 14055-1:2017 Environmental management – Guidelines for establishing good practices for combatting land degradation and desertification – Part 1: Good practices framework	Відсутній	ISO/TS 14048:2002 Environmental management – Life cycle assessment – Data documentation format	ДСТУ-П ISO/TS 14048:2013 Екологічне управління. Оцінювання життєвого циклу. Формат документування даних (ISO/TS 14048:2002, IDT)	ISO 19011:2011 Guidelines for auditing management systems <i>(На стадії перегляду. Буде замінений новою редакцією)</i>	ДСТУ ISO 19011:2012 Настанови щодо здійснення аудиту систем управління (ISO 19011:2011, IDT)	ISO 14026:2017 Environmental labels and declarations – Principles, requirements and guidelines for footprint information	Відсутній

Продовження таблиці Н.1

ЕКОЛОГІЧНІ АСПЕКТИ ПРОДУКЦІЇ ТА СТАНДАРТИ, ОРІЄНТОВАНІ НА ПРОДУКЦІЮ						
ISO Guide 64:2008 Guide for addressing environmental issues in product standards (<i>На стадії перегляду</i>)	ДСТУ ISO Guide 64:2010 Настанови щодо враховування екологічних питань у стандартах на продукцію (ISO Guide 64:2008, IDT)	ISO 14045:2012 Environmental management – Eco-efficiency assessment of product systems – Principles, requirements and guidelines	ДСТУ ISO 14045:2016 Екологічне управління. Оцінювання екологічної ефективності продуктивних систем. Принципи, вимоги та настанови (ISO 14045:2012, IDT)			
ISO 14006:2011 Environmental management systems – Guidelines for incorporating ecodesign (<i>На стадії перегляду. Буде замінений новою редакцією</i>)	ДСТУ ISO 14006:2013 Системи екологічного управління. Настави щодо запровадження екологічного проектування (ISO 14006:2011, IDT)	ISO 14051:2011 Environmental management – Material flow cost accounting – General framework	ДСТУ ISO 14051:2015 Екологічне управління. Обліковування витрат, пов'язаних із матеріальними потоками. Загальні принципи та структура (ISO 14051:2011, IDT)			
ISO/TR 14062:2002 Environmental management – Integrating environmental aspects into product design and development	ДСТУ ISO/TR 14062:2006. Екологічне керування. Враховування екологічних аспектів під час проектування та розроблення продукції (ISO/TR 14062:2002, IDT)	ISO 14052:2017 Environmental management – Material flow cost accounting – Guidance for practical implementation in a supply chain	Відсутній			
ISO 14046:2014 Environmental management – Water footprint – Principles, requirements and guidelines	Відсутній					
ISO/TR 14073:2017 Environmental management – Water footprint – Illustrative examples on how to	Відсутній					

Продовження таблиці Н.1

УПРАВЛІННЯ ПАРНИКОВИМИ ГАЗАМИ					
ISO/FDIS 14080 Greenhouse gas management and related activities – Framework and principles for methodologies for climate actions (На стадії розроблення)	Відсутній	ISO 14064-1:2006 Greenhouse gases – Part 1: Specification with guidance at the organization level for quantification and reporting of greenhouse gas emissions and removals (На стадії перегляду. Буде замінений новою редакцією)	ДСТУ ISO 14064-1:2015 Парникові гази. Частина 1. Вимоги та настанови щодо кількісного визначення і звітності про викиди та видалення парникових газів на рівні організації (ISO 14064-1:2006, IDT)	ISO 14064-3:2006 Greenhouse gases – Part 3: Specification with guidance for the validation and verification of greenhouse gas assertions (На стадії перегляду. Буде замінений новою редакцією)	ДСТУ ISO 14064-3:2015 Парникові гази. Частина 3. Вимоги та настанови з валідації та верифікації тверджень щодо парникових газів (ISO 14064-3:2006, IDT)
		ISO 14064-2:2006 Greenhouse gases – Part 2: Specification with guidance at the project level for quantification, monitoring and reporting of greenhouse gas emission reductions or removal enhancements (На стадії перегляду. Буде замінений новою редакцією)	ДСТУ ISO 14064-2:2015 Парникові гази. Частина 2. Вимоги та настанови щодо кількісного визначення, моніторингу і звітності про зменшення викидів або збільшення видалення парникових газів на рівні проекту (ISO 14064-2:2006, IDT)	ISO 14065:2013 Greenhouse gases – Requirements for greenhouse gas validation and verification bodies for use in accreditation or other forms of recognition (На стадії перегляду. Буде замінений новою редакцією)	ДСТУ ISO 14065:2015 Парникові гази. Вимоги до органів з валідації та верифікації тверджень щодо парникових газів для їх застосування у разі акредитації чи інших форм визнання (ISO 14065:2013, IDT)
		ISO/TS 14067:2013 Greenhouse gases -- Carbon footprint of products -- Requirements and guidelines for quantification and communication (На стадії перегляду. Буде замінений новою редакцією)	Відсутній	ISO 14066:2011 Greenhouse gases – Competence requirements for greenhouse gas validation teams and verification teams	Відсутній
		ISO/TR 14069:2013 Greenhouse gases – Quantification and reporting of greenhouse gas emissions for organizations – Guidance for the application of ISO 14064-1	Відсутній		



УКРАЇНА



ПАТЕНТ

НА КОРИСНУ МОДЕЛЬ

№ 123713

НАСОСНО-ЦИРКУЛЯЦІЙНА СИСТЕМА БУРОВОЇ
УСТАНОВКИ

Видано відповідно до Закону України "Про охорону прав на винаходи і корисні моделі".

Зареєстровано в Державному реєстрі патентів України на корисні моделі 12.03.2018.

Заступник міністра економічного розвитку і торгівлі України



М.І. Тітарчук





УКРАЇНА



ПАТЕНТ

НА КОРИСНУ МОДЕЛЬ

№ 138764

ШТАНГОВИЙ МАГНІТНИЙ ДЕФЕКТОСКОП

Видано відповідно до Закону України "Про охорону прав на винаходи і корисні моделі".

Зареєстровано в Державному реєстрі патентів України на корисні моделі 10.12.2019.

Заступник Міністра розвитку економіки, торгівлі та сільського господарства України

Д.О. Романович

