

УДК 622.243.2: 624.13: 621.644.075

<https://doi.org/10.31713/vt220264>

Винников Ю.Л. [¹: <https://orcid.org/0000-0003-2164-9936>],

д.т.н., професор

Харченко М.О. [¹: <https://orcid.org/0000-0002-1621-2601>],

к.т.н., доцент

Матяш О.В. [¹: <https://orcid.org/0000-0002-9817-8282>],

к.т.н., доцент

Рибалко М.О. [¹: <https://orcid.org/0009-0002-9813-5175>],

к.т.н.

¹ Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія
Кондратюка», м. Полтава

АНАЛІЗ РИЗИКІВ ГОРИЗОНТАЛЬНО-НАПРАВЛЕНОГО БУРІННЯ ПРИ ПРОКЛАДАННІ ГАЗОПРОВОДУ В СКЛАДНИХ ІНЖЕНЕРНО- ГЕОЛОГІЧНИХ УМОВАХ

У статті розглянуто технологічні ризики горизонтально-направленого буріння (ГНБ) при безтраншейному прокладанні газопроводу на переході через р. Черемош у складних інженерно-геологічних умовах. Встановлено, що визначальними чинниками для виконання робіт методом ГНБ є неоднорідність інженерно-геологічного розрізу, водонасичення грубоуламкових відкладів, змінність гранулометричного складу, наявність валунів і чергування слабких та щільних шарів. На основі аналізу фактичних спроб пілотного буріння визначено основні технологічні ризики: поглинання бурового розчину, ускладнене винесення шламу, втрата керованості бурової головки, нестійкість стінок свердловини та прихоплення бурильної колони. Показано, що проєктування переходу лише за геометричними параметрами траси та паспортними можливостями бурової установки є недостатнім. Запропоновано напрями коригування проєктних рішень щодо породоруйнівного інструменту, параметрів бурового розчину, режимів буріння та кріплення нестійких інтервалів свердловини.

Ключові слова: горизонтально-направлене буріння, технологія будівництва газових трубопроводів, пілотна свердловина, буровий розчин, режим буріння, прихоплення бурильної колони, поглинання, галечниково-валунні ґрунти.

Постановка проблеми. Газо- та нафтопроводи є об'єктами підвищеної небезпеки через їх вибухо- і пожежонебезпеку та екологічну небезпеку, тому класифікуються як споруди підвищеної відповідальності. Різноманітні складні інженерно-геологічні умови України суттєво підвищують вартість їх зведення та експлуатації [1]. Тому способи горизонтально-направленого буріння (ГНБ) забезпечують підземне прокладання напірних газопроводів за умов, коли раніше апробовані методи їх відкритого зведення неефективні [2]. Так технологія ГНБ мінімізує вплив на навколишнє середовище, забезпечує збереження існуючої інфраструктури [3], а у Нігерії навіть усуває можливості «вандалізму на нафтопроводах» [4]. Є сенс згадати й про рекордний китайський проєкт з ГНБ, що включав застосування «здвоєних труб діаметром 711 мм і довжиною 3300 м» через річку Янцзи [5].

Однак ГНБ – дуже складна технологія (фактично це взаємодія кількох процесів), що вимагає детального наукового супроводження її технологічних параметрів [6].

Аналіз останніх досліджень та публікацій. Зокрема, шведські фахівці з аналізу комплексу геотехнічних, геологічних і геофізичних даних визначили «ризики ГНБ», як-то: поглинання бурового розчину в шарах крупного піску та гравію; глини, здатні для набухання; щільні, наприклад моренні, глини; можливі включення в масиві каміння чи валунів; наявність напірних вод і т. ін. [7].

А дослідники з Польщі, Австралії та Нідерландів виділили ризики, зумовлені: мінливістю нашарувань (чи, так званою, просторовою неоднорідністю) гірських порід; зміною природного й економічного середовища; обмеженими параметрами обладнання, технічними збоями та людським чинником, тощо [8].

Українські автори розробили ефективні рішення майданчиків зведення нафтогазових свердловин у заплавах з потужною (понад 4,5 м) товщею слабких ґрунтів (торф та ін.), зміст яких у тому, що геоматеріалами підсилюють слабкий масив, створюючи штучну основу під збірні залізобетонні плити, що грають роль фундаментів під технологічне обладнання і покриття для руху техніки [9].

Польські науковці встановили, що характерні для методу ГНБ ускладнення є наслідком неузгодженого з фактичними геологічними та технологічними умовами проєктуванням траєкторії свердловини. Тому виділено дві концепції проєктування траєкторії свердловини при ГНБ: класична секційна (чи поєднання прямих і

криволінійних ділянок) та односекційна ланцюгова криволінійна траєкторія [10].

За висновками індійських фахівців ще суттєвий ризик ГНБ – це скорочення терміну служби бурильних труб, зумовлене втомою металу, тертям, коливаннями, зносом, корозією, знеуглецюванням, впливом згинаючих і крутних моментів, осьової сили і т. ін. [11].

Ускладнення, а іноді й аварійні ситуації [12], при застосуванні технології ГНБ можливі й внаслідок некоректного оцінювання, так званих, сил зворотного відтягування, що діють на трубопровід при його прокладанні. Тому ряд робіт [13-16] присвячено теоретичному розвитку моделей оцінювання цих навантажень, а також стійкості свердловин і тиску бурового розчину в них. Закономірності зміни локальних напружень і деформацій трубопроводу отримано переважно шляхом числового моделювання.

Достовірність відповідних результатів впливає на коректність вибору установки ГНБ [17], бурового розчину [18] та конструктивні параметри трубопроводу, а отже й безпеку його прокладання. Відзначимо, що втрати розчину при бурінні доцільно підраховувати залежно від типу ґрунту та можливості обробки розчину [19].

Мета роботи – встановити основні інженерно-геологічні та технологічні чинники, що зумовили ускладнення під час пілотного буріння газопровідного переходу через річку Черемош методом ГНБ, й обґрунтувати напрями коригування проєктних рішень щодо траєкторії свердловини, породоруйнівного інструменту, параметрів бурового розчину і кріплення нестійких інтервалів.

Науково-практична цінність роботи полягає у переході від загального опису складних інженерно-геологічних умов до структурованої оцінки їх впливу на технологічні ризики ГНБ. На прикладі реального об'єкта показано, що проєктування переходу лише за геометричними параметрами траси та номінальними можливостями бурової установки є недостатнім. Визначальними чинниками мають бути гранулометричний склад порід, наявність валунних включень, водонасичення грубоуламкових відкладів, стійкість стінок свердловини, можливість винесення шламу та ризик поглинання бурового розчину.

Виклад основного матеріалу. Проєктом передбачено укладання ділянки напірного газопроводу (безтраншейне прокладання дюкеру трубопроводу 219×6 мм) на переході через річку Черемош методом ГНБ свердловини діаметром 250 мм.

Проектна довжина свердловини 670 м. Ситуаційну схему ділянки прокладання напірного газопроводу наведено на рис. 1.

Геологічні умови ділянки переходу через р. Черемош визначаються заляганням верхньоплейстоценово-голоценових алювіальних відкладів на нижньонеогенових глинистих породах верхньодашавської світи. У заплавної частині переважають гравійно-галечникові ґрунти з валунами, різнозернистими пісками та супіщаним заповнювачем; потужність алювію в передгірних умовах може досягати 10 м. Ділянка розташована в широкій долині річки з активними русловими процесами, боковою ерозією та ризиком затоплення.

Для технології ГНБ визначальними є водонасичення, грубоуламковий склад алювію, можливість наявності валунних включень і різка мінливість інженерно-геологічного розрізу тощо.



Рис. 1. Ситуаційний план розташування ділянки дослідження

На рис. 2 наведено два аерознімки території, прилеглої до р. Черемош, станом на 2006 та 2017 рр.

Досліджений геолого-літологічний розріз цієї ділянки з земної поверхні розділено на шість інженерно-геологічних елементів (ІГЕ):

ІГЕ-1 (tH) – техногенні, насипні ґрунти (дамби), глини та суглинки; ІГЕ-2 (aH) – піщані ґрунти, задерновані; ІГЕ-3 (aH) – гравійно-галечникові відклади з піщаним заповнювачем, гравію та гальки до 70%; ІГЕ-4 (aH) – піски сіро-білі, середньозернисті, з вмістом гальки та прошарками суглинків; ІГЕ-5 (aH) – глини сіро-жовті, м'якопластичні (так звана, зона замулення); ІГЕ-6 (N1dš1) – глини сіро-жовті, тверді, з прошарками суглинків.

Інженерно-геологічний розріз цієї ділянки наведено на рис 3.

Оцінка сучасних геологічних та інженерно-геологічних процесів і явищ показала, що територія є небезпечною з точки зору виникнення бокової ерозії та затоплення.

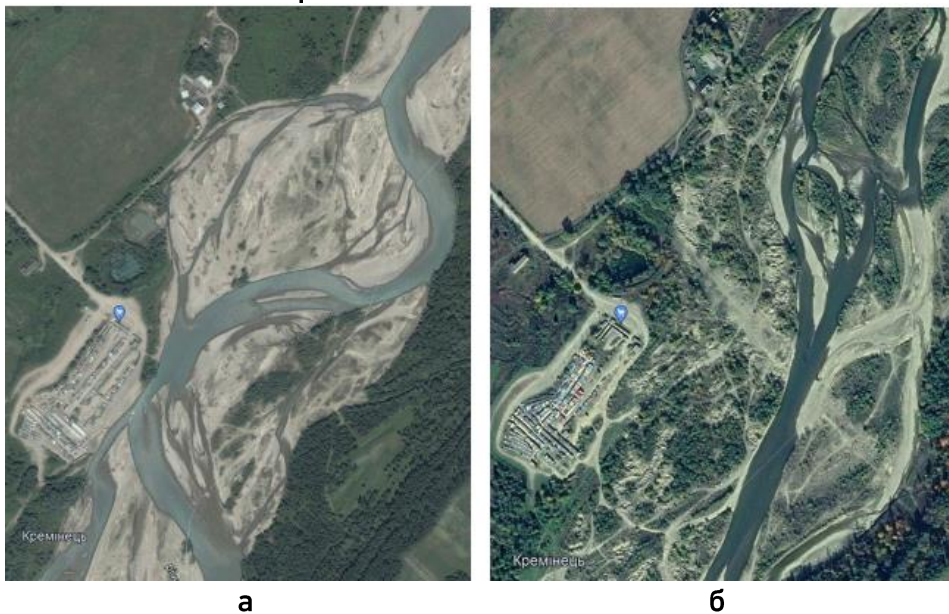


Рис. 2. Ділянка досліджень станом на: а – 2006 р.; б – 2017 р.

Категорія складності інженерно-геологічних умов майданчика була оцінена як III (складна).

Для коректного проєктування горизонтально-направленої свердловини на цьому майданчику показники щодо відсотку гравію і гальки є визначальними для підбору породоруйнівного інструменту, параметрів промивальної рідини та рішень щодо кріплення стовбуру свердловини.

З аналізу звітів, складених за результатами інженерно-геологічних вишукувань на цій території, встановлено, що їх якість, повнота і достовірність не дають можливості прийняти обґрунтовані інженерно-технічні рішення для виконання робіт з ГНБ.

На рис. 4 наведено проєктний профіль траси ділянки газопроводу в цих інженерно-геологічних умовах.

На рис. 5 наведено схеми буріння пілотної свердловини діаметром 250 мм, її розширення до діаметру 400 мм і протягування трубопроводу.

Для буріння пілотної свердловини передбачається використати бурову установку Ditch Witch JT100, яка відноситься до класу «midi-класу» (для буріння на довжину до 750 м, для трубопроводів діаметром до 1000 мм).

За геометричними параметрами переходу бурова установка Ditch Witch JT100 формально може бути віднесена до обладнання, здатного виконувати буріння заданої довжини та під трубопровід відповідного діаметра. Однак у складних інженерно-геологічних умовах цього критерію недостатньо. Придатність установки має оцінюватися не лише за паспортною довжиною буріння, але й за тяговим зусиллям, крутним моментом, можливістю застосування спеціалізованого породоруйнівного інструменту, продуктивністю насосної системи, стабільністю керування траєкторією та здатністю забезпечити винесення шламу в грубоуламкових водонасичених відкладах.

З точки зору ГНБ складність спорудження свердловини полягає в наявності у ґрунтовому масиві великого відсотку щебеню, гравію та гальки. Тому слід розробити відповідні технологічні й інженерно-технічні рішення для похилої ділянки свердловини в межах цих порід. Горизонтальна частина свердловини пролягатиме в ІГЕ-6 (глини сіро-жовті, тверді, з прошарками суглинків).

У таблиці 1 наведено аналіз геологічних ризиків і можливі шляхи їх мінімізації при спорудженні ГНБ.

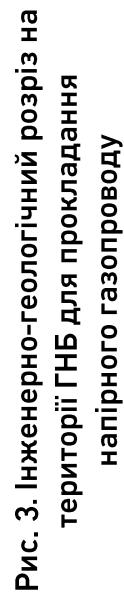


Рис. 3. Інженерно-геологічний розріз на території ГНБ для прокладання напірного газопроводу



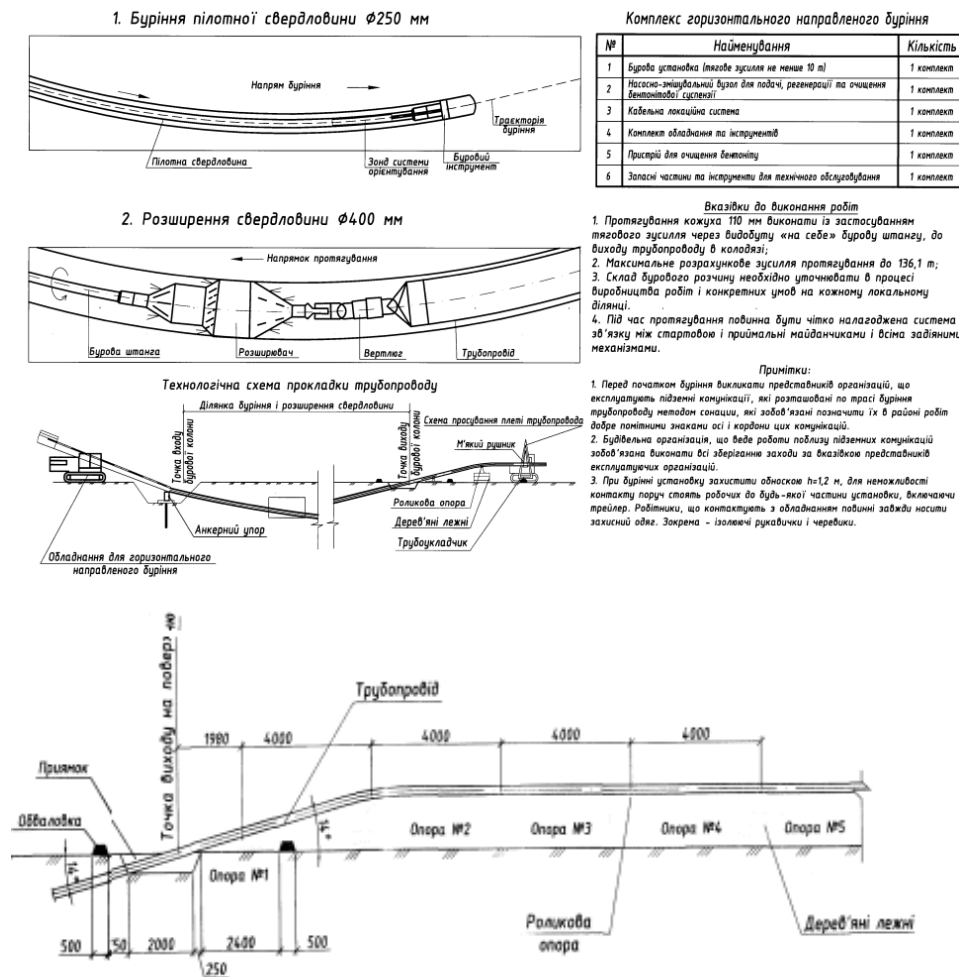


Рис. 5. Схеми буріння пілотної свердловини діаметром 250 мм, її розширення до діаметру 400 мм і протягування трубопроводу

З аналізу актів пілотного буріння встановлено, що було виконано вісім спроб проходки зі зміщенням бурової установки перпендикулярно до осі буріння. При цьому фактично досягнуті глибини становили від 7 до 13 м, а загальна довжина пробурених інтервалів коливалась у межах 40–65 м. Незважаючи на проведені роботи, жодна зі спроб не забезпечила досягнення параметрів, передбачених проєктом. Основною причиною невдач стало натрапляння бурового інструменту на непрохідну перешкоду в зоні виконання робіт.

Таблиця 1

Інженерно-геологічні чинники ризику та можливі технологічні заходи при виконанні ГНБ

Інженерно-геологічний елемент	Інженерно-геологічна характеристика	Основні ризики для ГНБ	Рекомендовані технологічні рішення
ІГЕ-1	Техногенні насипні ґрунти дамб, глини та суглинки	Нестійкість припортальних ділянок, нерівномірна щільність, локальні обвали	Контроль стартового інтервалу, за потреби – обсадна труба, зменшення швидкості проходки
ІГЕ-2	Піщані ґрунти, задерновані	Розущільнення, локальне поглинання розчину, нестійкість стінок	Підбір в'язкості розчину, контроль тиску, недопущення надмірного розмиву
ІГЕ-3	Гравійно-галечникові відклади з піщаним заповнювачем, гравію та гальки до 70%	Найбільш критичний інтервал: поглинання бурового розчину, неможливість винесення крупних уламків, відхилення траєкторії, прихоплення інструменту, обвалення стовбура	Спеціалізований породоруйнівний інструмент, можливе застосування вибієного двигуна, обсадження чи попереднє закріплення, коригування розчину, зменшення швидкості буріння
ІГЕ-4	Середньозернисті піски з галькою і прошарками суглинків	Змінність умов буріння, перехід від сипучих до зв'язних ґрунтів, нестабільне винесення шламу	Адаптація параметрів розчину, контроль витрати та тиску, уточнення траєкторії
ІГЕ-5	М'якопластичні глини, зона замулення	Налипання, зростання опору руху інструменту, погіршення очищення свердловини	Інгібуючі чи стабілізуючі добавки у розчин, контроль реології, недопущення тривалих простоїв
ІГЕ-6	Тверді глини з прошарками суглинків	Підвищений опір бурінню, можливе зростання крутного моменту, але краща стійкість стовбура порівняно з ІГЕ-3	Підбір долота під глинисті ґрунти, контроль моменту, стабілізація параметрів траєкторії

З опису причин за усіма протоколами можливо зробити деякі узагальнення, як-от:

1) на певній глибині породоруйнівний інструмент (стандартна для даного обладнання бурова лопатка) натрапляв на великі включення (а можливо й повноцінні прошарки скельної породи) і не міг ефективно зруйнувати їх, оскільки не призначений для досягнення цієї мети, а це викликало нестабільність кута занурення, ковзання бурової головки уздовж пласта з різким заломленням кута буріння та ризиком поломки бурових штанг;

2) наявність валунів, розмір яких може перевищувати 300 мм, робить практично неможливим їх винесення промивними рідинами на земну поверхню;

3) відбувалося локальне обвалення стовбуру свердловини та прихват бурильної колони, що викликало суттєві вібрації з підкиданням бурової установки (маса 20 т) і відповідно до суттєвого пошкодження обладнання;

4) цілком можливо, що відбувалося інтенсивне поглинання бурового розчину в межах ІГЕ-3 (гравійно-галечникові відклади з піщаним заповнювачем, гравію та гальки до 70%), що додатково сприяло нестабільності стовбуру свердловини й обваленню його стінок.

Аналіз результатів пілотного буріння показує, що ускладнення мали не випадковий, а системний характер. Їх повторюваність при зміні положення бурової установки свідчить про те, що головною причиною невдач було не локальне порушення технології, а невідповідність прийнятого комплексу обладнання, породоруйнівного інструменту та параметрів промивальної рідини фактичним інженерно-геологічним умовам вхідного інтервалу свердловини.

Отримані результати свідчать про те, що реалізація проєктної траєкторії свердловини без додаткового технологічного забезпечення має високий рівень невизначеності. Основними причинами є проходження вхідних і вихідних інтервалів через грубоуламкові водонасичені відклади, можливість наявності валунних включень, інтенсивне поглинання бурового розчину та недостатня стійкість відкритого стовбура свердловини. За таких умов початкове проєктне рішення потребує коригування в частині інструменту, промивальної рідини, обсадження та режимів буріння.

В інженерно-геологічних умовах із великим відсотком (70%) гравію та гальки й наявності валунів ключову роль відіграє

коректно підібраний породоруйнівний інструмент, який зможе забезпечити проходження свердловини та її керованість. Тобто, незалежно від вибраної бурової установки слід було передбачити спеціалізовані долота для проходження шарів із великим відсотком гравію, гальки та валунів.

Згідно з аналізом міжнародних норм і досвіду горизонтально направлено буріння (Horizontal Directional Drilling HDD) для безтраншейного прокладання трубопроводів для аналогічних інженерно-геологічних умов доцільно:

1) застосовувати спеціальний породоруйнівний інструмент для відповідних інтервалів буріння; для ґрунтів середньої міцності IV-V категорії буримості для механічного обертального буріння є рекомендації щодо використання шарошочних доліт із гідромоніторними насадками, які можуть механічно руйнувати гірську породу; в компоновку до шарошочних доліт доцільні вибірні двигуни;

2) підбирати спеціальні параметри промивних рідин (бурового розчину), щоб з одного боку уникнути значного поглинання, а з іншого – забезпечити якісне очищення вибою та стійкості свердловини для відповідних інтервалів буріння;

3) передбачати кріплення свердловини (спуск обсадної колони із труб або використання спеціальних тампонажних систем) для уникнення обвалу стінок при зміні породоруйнівного інструменту для подальшого поглиблення свердловини в інших геологічних умовах, а також можливості зміни параметрів бурового розчину при бурінні свердловини в інших інтервалах (зокрема, в межах горизонтальної ділянки в ІГЕ-6 (глини сіро-жовті, тверді, з прошарками суглинків) і для розширення свердловини в цьому інтервалі;

4) для розширення свердловини передбачати в межах ділянки в ІГЕ-3 одноступінчасті фрези чи літучі різці, які складаються із ріжучого кільця, з'єданого з центральною бурильною трубою через три чи більше розпорки.

Якщо ці аспекти не врахувати, то існують високі ризики втрати стійкості та керованості свердловини при пілотному бурінні її похилого інтервалу, а також прихоплення бурильної колони і відповідно виходу з ладу бурового інструменту.

Тому для можливості реалізації в межах верхніх шарів інженерно-геологічного розрізу майданчику як на вході, так і на

виході передбаченої проєктом свердловини слід виконати коригування проєктної документації (в т. ч., звичайно, і кошторису) в частині ГНБ з урахуванням додаткових заходів щодо:

- підбору породоруйнівного інструменту для буріння в умовах великого відсотку гравію та гальки й можливості великих за розміром включень типу валунів (наприклад, використання іншого бурового обладнання із застосуванням гвинтових вибійних двигунів з шарошочними долотами або алмазних коронок, або PDC доліт, або вибійних молотків типу DTH-молот, тощо);

- відповідних параметрів бурового розчину для ефективного очищення вибою свердловини, забезпечення стійкості її стовбуру без значного поглинання у шар ІГЕ-3 при бурінні;

- розрахунку значень максимальної швидкості буріння, протягування, необхідних об'ємів і тисків подачі бурового розчину;

- кріплення відкритого стовбуру свердловини в межах ІГЕ-3 обсадною трубою (за необхідності можливо розглянути рішення щодо можливості витягання обсадної труби) чи попередньо закріплення ґрунтів тампонажними розчинами (наприклад, методом ін'єкції цементним розчином з поверхні чи за допомогою суміші бурового та цементного розчинів, що буде подаватися через свердловину і бурову колону).

Тиск подачі бурового розчину має бути нижчим за критичний тиск розкриття ґрунтового масиву, але достатнім для стабілізації стінок свердловини та транспортування шламу. Тому рекомендовані значення тиску 4...6 МПа не повинні прийматися лише як технологічний досвід; вони мають бути перевірені за фактичною глибиною свердловини, щільністю розчину, фільтраційними властивостями ІГЕ-3 та ризиком виходу розчину на поверхню. Також рекомендовано прийняти в'язкість промивної рідини (бурового розчину) більше 80 с.

При бурінні в межах ІГЕ-3, представленого породами IV–V груп за буримістю, рекомендована швидкість проходки на етапі розширення свердловини становить 0,6–1,1 м/хв. Вказане значення підлягає уточненню під час коригування проєкту за результатами додаткових інженерно-геологічних вишукувань.

Нестійкі інтервали в межах ІГЕ-3 як на вході, так і на виході рекомендується додатково закріпити шляхом улаштування обсадної труби (діаметр, довжину, товщину стінок й інші параметри визначити при коригуванні проєкту) чи закріплення ґрунтів відповідними тампонажними розчинами (цементация і т. ін.).

Слід відзначити, що наведені технологічні рекомендації мають характер інженерного попереднього обґрунтування. Їх застосування для остаточного коригування проєкту потребує уточнення гранулометричного складу порід ІГЕ-3, розмірів валунних включень, фільтраційних властивостей ґрунтів, рівня ґрунтових вод, фактичних параметрів бурової установки, насосного обладнання, типу бурового розчину та механічних характеристик трубопроводу.

Висновки. На ділянці переходу газопроводу через р. Черемош визначальними чинниками для застосування технології ГНБ є неоднорідність інженерно-геологічного розрізу, наявність алювіальних гравійно-галечникових відкладів із піщаним заповнювачем, можливі валунні включення, водонасичення ґрунтів, активні руслові процеси та чергування слабких і щільних шарів.

Найбільш критичним для виконання пілотного буріння є інтервал ІГЕ-3, представлений гравійно-галечниковими відкладами з вмістом гравію та гальки до 70%. Саме в цьому інтервалі найбільш імовірні поглинання бурового розчину, ускладнене винесення шламу, втрата керованості бурової головки, локальне обвалення стінок свердловини і прихоплення бурильної колони.

Аналіз восьми невдалих спроб пілотного буріння свідчить про системний характер ускладнень. Їх причиною є не лише локальні перешкоди в ґрунтовому масиві, а й невідповідність початкового технологічного рішення фактичним інженерно-геологічним умовам.

Для коригування проєкту ГНБ необхідно передбачити спеціалізований породоруйнівний інструмент для проходження грубоуламкових і валунних відкладів, уточнити параметри бурового розчину, перевірити насосну продуктивність і тиск подачі, виконати розрахунок зусилля протягування трубопроводу та оцінити потребу в обсадженні чи попередньому закріпленні нестійких інтервалів.

Рекомендовані параметри бурового розчину, швидкості проходки та способів кріплення мають розглядатися як попередні. Їх остаточне прийняття повинно базуватися на додаткових інженерно-геологічних даних, розрахунку кільцевого потоку, оцінці ризику поглинання та гідророзриву, перевірці тягового зусилля і допустимих напружень у трубопроводі.

1. Ефективні конструктивно-технологічні рішення об'єктів транспортування нафти і нафтопродуктів у складних інженерно-геологічних умовах: Монографія / В.О. Онищенко, Ю.Л. Винников, М.Л. Зоценко, С.Ф. Пічугін,

М.О. Харченко, О.В. Степова, В.М. Савик, П.О. Молчанов, П.Ю. Винников, О.М. Ганошенко. – Полтава: ФОП Пусан А.Ф., 2018. – 258 с. ISBN 978-966-97601-9-7. 2. Norizam, M. S. M., Shafri, H., Fadzilah, A. N., Haron, N. A. & Abdullah, A. A. (2017). Literature review of the benefits and obstacle of horizontal directional drilling. *IOP Conference Series Materials Science and Engineering*, 271(1):012094. DOI:[10.1088/1757-899X/271/1/012094](https://doi.org/10.1088/1757-899X/271/1/012094) 3. Xu, T., Wang, L., Zhang, P., Zhou, Y., Liu, K., Feng, X., Qi, Y. & Zeng, C. (2022). Key Techniques for Rapid Jacking and Laying of Pipelines: A Case Study on 'Jingshihan' Gas Pipelines in China. *Energies*, 2022, 15(8), 2918. <https://doi.org/10.3390/en15082918> 4. Oluseyi, O. E. (2025). Horizontal Directional Drilling: A Solution to Oil and Gas Pipeline Vandalism and Theft in Nigeria. *Intern. Journal of Latest Technology in Engineering Management & Applied Science*, 2025, 14(4): 1050-1061. DOI:[10.51583/IJLTEMAS.2025.140400127](https://doi.org/10.51583/IJLTEMAS.2025.140400127) 5. Li, G., Yang, C., Pan, P. & Zhang, W. (2016). Record Setting 3,300-m Distance by Horizontal Directional Drilling of a 711-mm-Diameter Pipeline Crossing the Yangtze River. *Journal of Pipeline Systems Engineering and Practice*, 2016, 8(1):05016003. DOI:[10.1061/\(ASCE\)PS.1949-1204.0000247](https://doi.org/10.1061/(ASCE)PS.1949-1204.0000247) 6. Ibeh, S. & Nnakaihe, S. (2016). Challenges and Prospects of the Use of Horizontal Directional Drilling Techniques for Laying Oil and Gas Pipelines in Nigeria. *Conf.: SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition*, 2016. DOI:[10.2118/184315-MS](https://doi.org/10.2118/184315-MS) 7. Klinkby, L., Colberg-Larsen, J., Pedersen, K., Laier, M., Petersen, S. & Buus, K. (2017). Risk Based Site Investigations for Horizontal Directional Drilling. *Conf.: 23rd European Meeting of Environmental and Engineering Geophysics*, Malmö, Sweden. DOI:[10.3997/2214-4609.201701974](https://doi.org/10.3997/2214-4609.201701974) 8. Krechowicz, M., Gierulski, W., Loneragan, S. & Kruse, H. (2022). External Risk Factors Evaluation in Horizontal Directional Drilling Technology Using Failure Mode and Effect Analysis. *Management and Production Engineering Review*, 2020, 13, 1, 76-88. DOI:[10.24425/mper.2022.140878](https://doi.org/10.24425/mper.2022.140878) 9. Onyshchenko, V., Vynnykov, Y., Shchurov I. & Kharchenko, M. (2023). Case Study: Sites for the Drilling and Repair of Oil and Gas Wells. *Lecture Notes in Civil Engineering*, 2023, 299, 367–389. <https://link.springer.com/book/10.1007/978-3-031-17385-1> 10. Wiśniewski, R., Łopata, P. & Orłowicz, G. (2020). Numerical Methods for Optimization of the Horizontal Directional Drilling (HDD) Well Path Trajectory. *Energies*, 2020, 13(15), 3806; <https://doi.org/10.3390/en13153806> 11. Harishwaran, R. & Aslam Abdullah, M. (2026). Multifactorial analysis of drill pipe failure in horizontal directional drilling: a review. *Sec. Geotechnical Engineering*, 2026, Vol. 12. <https://doi.org/10.3389/fbuil.2026.1767777> 12. Booman, J., Kunert, H. G. & Otegui, J. (2013). Loss of a 30" directional crossing due to pipeline collapse during pullback. *Engineering Failure Analysis*, 2013, 33: 388-397. DOI:[10.1016/j.engfailanal.2013.06.001](https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2013.06.001) 13. Yan, X., Ariaratnam, S., Dong, S. & Zeng, C. (2017). Horizontal directional drilling: State-of-the-art review of theory and applications. *Tunnelling and Underground Space Technology*, 72(6): 162-173. DOI:[10.1016/j.tust.2017.10.005](https://doi.org/10.1016/j.tust.2017.10.005) 14. Wang, Z., Hu, C.,

Li, L., Yang, C. & Liang, H. (2024). Theoretical Analysis of Drilling Fluid Flow for Maxi-Horizontal Directional Drilling. *Journal of Pipeline Systems Engineering and Practice*, 15(4). DOI:[10.1061/JPSEA2.PSENG-1608](https://doi.org/10.1061/JPSEA2.PSENG-1608) 15. Liang, X., Hu, D., Li, Y., Yang, X., Jiang, L. & Zhang, Y. (2022). An Improved Model to Calculate Pullback Force of Trenchless Horizontal Directional Drilling Pipeline. *Advances in Civil Engineering*. 2022(6). DOI:[10.1155/2022/2346098](https://doi.org/10.1155/2022/2346098) 16. Faghih, A. & Bayat, A. (2022). Accuracy of Pull Force Estimation for Steel Pipe Installations Using Horizontal Directional Drilling: Review of 200 Case Studies. *Journal of Pipeline Systems Engineering and Practice*, 2022, 13(3). DOI:[10.1061/\(ASCE\)PS.1949-1204.0000664](https://doi.org/10.1061/(ASCE)PS.1949-1204.0000664) 17. ДСТУ EN 16228-3:2016 Обладнання бурове та фундаментне. Безпека. Ч. 3. Обладнання для горизонтально направлено буріння ГНБ (EN 16228-3:2014, IDT). 18. ДСТУ EN ISO 10414-1:2022 Нафтова та газова промисловість. Випробовування промивальних рідин в умовах експлуатування. Ч. 1. Промивальні рідини на водній основі (EN ISO 10414-1:2008, IDT; ISO 10414-1:2008, IDT). 19. Kwast-Kotlarek, U., Hetdak, M. & Szczepański, J. (2018). Introducing Bentonite into the Environment in the Construction Stage of Linear Underground Investment Using the HDD Method. *Applied Sciences*. DOI:[10.3390/app8112210](https://doi.org/10.3390/app8112210)

REFERENCES

1. Efektyvni konstruktyvno-tekhnologichni rishennya ob"yektiv transportuvannya nafty i naftoproduktiv u skladnykh inzhenerno-heolohichnykh umovakh: Monohrafiya / V.O. Onyshchenko, Yu.L. Vynnykov, M.L. Zotsenko, S.F. Pichuhin, M.O. Kharchenko, O.V. Stepova, V.M. Savyk, P.O. Molchanov, P.Yu. Vynnykov, O.M. Hanoshenko. – Poltava: FOP Pusan A.F., 2018. – 258 s. ISBN 978-966-97601-9-7. 2. Norizam, M. S. M., Shafri, H., Fadzilah, A. N., Haron, N. A. & Abdullah, A. A. (2017). Literature review of the benefits and obstacle of horizontal directional drilling. *IOP Conference Series Materials Science and Engineering*. 271(1):012094. DOI:[10.1088/1757-899X/271/1/012094](https://doi.org/10.1088/1757-899X/271/1/012094) 3. Xu, T., Wang, L., Zhang, P., Zhou, Y., Liu, K., Feng, X., Qi, Y. & Zeng, C. (2022). Key Techniques for Rapid Jacking and Laying of Pipelines: A Case Study on 'Jingshihan' Gas Pipelines in China. *Energies*, 2022, 15(8), 2918. <https://doi.org/10.3390/en15082918> 4. Oluseyi, O. E. (2025). Horizontal Directional Drilling: A Solution to Oil and Gas Pipeline Vandalism and Theft in Nigeria. *Intern. Journal of Latest Technology in Engineering Management & Applied Science*, 2025, 14(4): 1050-1061. DOI:[10.51583/IJLTEMAS.2025.140400127](https://doi.org/10.51583/IJLTEMAS.2025.140400127) 5. Li, G., Yang, C., Pan, P. & Zhang, W. (2016). Record Setting 3,300-m Distance by Horizontal Directional Drilling of a 711-mm-Diameter Pipeline Crossing the Yangtze River. *Journal of Pipeline Systems Engineering and Practice*, 2016, 8(1):05016003. DOI:[10.1061/\(ASCE\)PS.1949-1204.0000247](https://doi.org/10.1061/(ASCE)PS.1949-1204.0000247) 6. Ibeh, S. & Nnakaihe, S. (2016).

Challenges and Prospects of the Use of Horizontal Directional Drilling Techniques for Laying Oil and Gas Pipelines in Nigeria. *Conf.: SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition*, 2016. DOI:[10.2118/184315-MS](https://doi.org/10.2118/184315-MS)

7. Klinkby, L., Colberg-Larsen, J., Pedersen, K., Laier, M., Petersen, S. & Buus, K. (2017). Risk Based Site Investigations for Horizontal Directional Drilling. *Conf.: 23rd European Meeting of Environmental and Engineering Geophysics*, Malmö, Sweden. DOI:[10.3997/2214-4609.201701974](https://doi.org/10.3997/2214-4609.201701974)

8. Krechowicz, M., Gierulski, W., Loneragan, S. & Kruse, H. (2022). External Risk Factors Evaluation in Horizontal Directional Drilling Technology Using Failure Mode and Effect Analysis. *Management and Production Engineering Review*, 2020, 13, 1, 76-88. DOI:[10.24425/mper.2022.140878](https://doi.org/10.24425/mper.2022.140878)

9. Onyshchenko, V., Vynnykov, Y., Shchurov I. & Kharchenko, M. (2023). Case Study: Sites for the Drilling and Repair of Oil and Gas Wells. *Lecture Notes in Civil Engineering*, 2023, 299, 367-389. <https://link.springer.com/book/10.1007/978-3-031-17385-1>

10. Wiśniewski, R., Łopata, P. & Orłowicz, G. (2020). Numerical Methods for Optimization of the Horizontal Directional Drilling (HDD) Well Path Trajectory. *Energies*, 2020, 13(15), 3806; <https://doi.org/10.3390/en13153806>

11. Harishwaran, R. & Aslam Abdullah, M. (2026). Multifactorial analysis of drill pipe failure in horizontal directional drilling: a review. *Sec. Geotechnical Engineering*, 2026, Vol. 12. <https://doi.org/10.3389/fbuil.2026.1767777>

12. Booman, J., Kunert, H. G. & Otegui, J. (2013). Loss of a 30" directional crossing due to pipeline collapse during pullback. *Engineering Failure Analysis*, 2013, 33: 388-397. DOI:[10.1016/j.engfailanal.2013.06.001](https://doi.org/10.1016/j.engfailanal.2013.06.001)

13. Yan, X., Ariaratnam, S., Dong, S. & Zeng, C. (2017). Horizontal directional drilling: State-of-the-art review of theory and applications. *Tunnelling and Underground Space Technology*, 72(6): 162-173. DOI:[10.1016/j.tust.2017.10.005](https://doi.org/10.1016/j.tust.2017.10.005)

14. Wang, Z., Hu, C., Li, L., Yang, C. & Liang, H. (2024). Theoretical Analysis of Drilling Fluid Flow for Maxi-Horizontal Directional Drilling. *Journal of Pipeline Systems Engineering and Practice*, 15(4). DOI:[10.1061/JPSEA2.PSENG-1608](https://doi.org/10.1061/JPSEA2.PSENG-1608)

15. Liang, X., Hu, D., Li, Y., Yang, X., Jiang, L. & Zhang, Y. (2022). An Improved Model to Calculate Pullback Force of Trenchless Horizontal Directional Drilling Pipeline. *Advances in Civil Engineering*. 2022(6). DOI:[10.1155/2022/2346098](https://doi.org/10.1155/2022/2346098)

16. Faghih, A. & Bayat, A. (2022). Accuracy of Pull Force Estimation for Steel Pipe Installations Using Horizontal Directional Drilling: Review of 200 Case Studies. *Journal of Pipeline Systems Engineering and Practice*, 2022, 13(3). DOI:[10.1061/\(ASCE\)PS.1949-1204.0000664](https://doi.org/10.1061/(ASCE)PS.1949-1204.0000664)

17. DSTU EN 16228-3:2016 Obladnannya burove ta fundamentne. Bezpeka. Ch. 3. Obladnannya dlya horyzontal'no napravlenoho burinnya HNB (EN 16228-3:2014, IDT).

18. DSTU EN ISO 10414-1:2022 Naftova ta hazova promyslovist'. Vyprovovuvannya promyval'nykh ridyn v umovakh ekspluatuvannya. Ch. 1. Promyval'ni ridyny na vodniy osnovi (EN ISO 10414-1:2008, IDT; ISO 10414-1:2008, IDT).

19. Kwast-Kotlarek, U., Hetdak, M. & Szczepański, J. (2018). Introducing Bentonite into the Environment in the

Construction Stage of Linear Underground Investment Using the HDD Method.
Applied Sciences. DOI:[10.3390/app8112210](https://doi.org/10.3390/app8112210)

Vynnykov Yu.L. [¹: <https://orcid.org/0000-0003-2164-9936>],

Doctor of Engineering, Professor

Kharchenko M.O. [¹: <https://orcid.org/0000-0002-1621-2601>],

Candidate of Engineering (Ph.D.), Associate Professor

Matyash O.V. [¹: <https://orcid.org/0000-0002-9817-8282>],

Candidate of Engineering (Ph.D.), Associate Professor

Rybalko M.O. [¹: <https://orcid.org/0009-0002-9813-5175>],

Candidate of Engineering (Ph.D.)

¹National University "Yuri Kondratyuk Poltava Polytechnic"

RISK ANALYSIS OF HORIZONTAL DIRECTIONAL DRILLING FOR GAS PIPELINE CONSTRUCTION UNDER COMPLEX ENGINEERING- GEOLOGICAL CONDITIONS

The paper analyzes the technological risks of horizontal directional drilling (HDD) for trenchless gas pipeline installation at the Cheremosh River crossing under complex engineering-geological conditions. Based on the analysis of actual pilot drilling attempts, the main technological risks were identified. It is demonstrated that designing such a crossing solely on the basis of the alignment geometry and the rated capabilities of the drilling rig is insufficient. The paper proposes directions for revising the design solutions, including the selection of the rock-cutting tool, drilling fluid parameters, drilling modes, and stabilization measures for unstable borehole intervals.

Keywords: horizontal directional drilling, gas pipeline construction technologies, pilot borehole, drilling fluid, drilling mode, drill string sticking, lost circulation, pebble-boulder soils.

Отримано: 01 квітня 2026 року

Прорецензовано: 21 квітня 2026 року

Прийнято до друку: 29 травня 2026 року



© 2026 [Vynnykov Yu.L., Kharchenko M.O., Matyash O.V., Rybalko M.O.]. Licensee [NUWEE]. This article is an open access article distributed under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution-NonCommercial (CC BY-NC) license (creativecommons.org).