

Актуальні питання нафтогазової галузі

УДК 622.4.076:620.197.6

ЕФЕКТИВНІСТЬ ВИКОРИСТАННЯ СУЧАСНИХ ІЗОЛЯЦІЙНИХ ПОКРИТТІВ ДЛЯ ЗАХИСТУ ПІДЗЕМНИХ НАФТОГАЗОПРОВОДІВ ВІД КОРОЗІЇ

Є.І. Крижанівський, М.С. Полутренко, Я.Т. Федорович, І.В. Федорович

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42353,
e-mail: no@nimg.edu.ua

Проаналізовано стан сучасних ізоляційних покриттів для захисту підземних нафтогазопроводів від корозії. Проведено аналіз втрат від аварій, спричинених корозією. Визначено основні вимоги до покриттів для ефективного протикорозійного захисту нафтогазопроводів. Проведено огляд ізоляційних покриттів різних типів, що використовуються в ДК «Укртрансгаз» для протикорозійного захисту магістральних газопроводів. Встановлено основні чинники біошкоджень нафтогазопроводів в умовах підземного середовища. Наведено вимоги, яким повинні відповідати біоцидні добавки до покриттів. Запропоновано ефективні захисні ізоляційні покриття на бітумно-полімерній основі для захисту підземних нафтогазопроводів від мікробіологічної корозії. Наведено методику розрахунку економії витрат при застосуванні того чи іншого ізоляційного покриття. Здійснено розрахунок економічної ефективності від впровадження модифікованого бітумно-полімерного покриття на газотранспортному підприємстві.

Ключові слова: інгібітори, покриття, адгезія, бітумно-полімерна мастика, мікробіологічна корозія

Проведен анализ состояния изоляционных покрытий для защиты подземных нефтегазопроводов от коррозии. Проведен анализ потерь вследствие аварий, вызванных коррозией. Определены основные требования к покрытиям для эффективной антикоррозионной защиты нефтегазопроводов. Проведен обзор изоляционных покрытий различных типов, которые используются в ДК «Укртрансгаз» для антикоррозионной защиты газопроводов. Установлены основные факторы биоповреждений нефтегазопроводов в условиях подземной среды. Приведены требования, которым должны соответствовать биоцидные добавки к покрытиям. Предложены эффективные защитные изоляционные покрытия на битумно-полимерной основе для защиты подземных нефтегазопроводов от микробиологической коррозии. Приведена методика расчета экономии затрат при использовании того или иного изоляционного покрытия. Осуществлен расчет экономической эффективности от внедрения модифицированного битумно-полимерного покрытия на газотранспортном предприятии.

Ключевые слова: ингибиторы, покрытия, адгезия, битумно-полимерная мастика, микробиологическая коррозия

The analysis of modern insulator coatings for the protection of underground structures from the corrosion has been conducted. The analysis of losses from accidents caused by corrosion has been made. The basic requirements to coatings for the oil and gas pipelines effective corrosion protection are determined. A review of different types of insulation coatings, which are used in SC "Ukrtransgas" to protect the pipelines from corrosion is performed. The basic factors of biological damage of oil and gas pipelines in the underground environment are pointed out. The requirements which the biocide additives of the coatings are to be complied with are provided. The effective protective isolating bituminous-polymer coatings are offered for the protection of the underground structures from microbiological corrosion. The method of calculating the cost savings from the applying of any kind of isolating coating is given. The calculation of cost-effectiveness from the implementing of the modified bituminous-polymer coating on the gas transportation company is carried out.

Keywords: inhibitors, coverage, adhesion, bitumen-polymer mastic, microbiological corrosion

Довговічність і безперебійна робота підземних нафтогазопроводів безпосередньо залежить від ефективності їх протикорозійного захисту. Для зведення до мінімуму ризику коро-

зійних руйнувань трубопроводи захищають протикорозійними покриттями і додатково засобами електрохімічного захисту. При цьому ізоляційні покриття забезпечують первинний (паси-

вний) захист трубопроводів від корозії, виконуючи роль «дифузійного бар'єру», через який ускладнюється доступ до поверхні металу таких корозійно-активних агентів, як вода, кисень повітря, ґрунтові мікроорганізми. При появі в покритті дефектів передбачається система катодного захисту трубопроводів – «активний» захист від корозії. Від якості пасивного захисту, насамперед від біостійкості ізоляційних покриттів, залежить ефективність захисту трубопроводів та інших підземних споруд від корозії під дією мікроорганізмів, оскільки за рахунок високої хімічної активності мікроорганізмів, їх росту і розмноження руйнування металу починається раптово і може призвести до наскрізних перфорацій за лічені місяці. Так, за даними моніторингу корозійного стану магістральних нафтогазопроводів близько 30% всіх аварій на «совісті» мікроорганізмів [1].

Частка мікробіологічного чинника у збитках від корозії дуже значна. Згідно з експертною оцінкою вона перевищує 50% [2].

Основними чинниками [3], які впливають на інтенсивність протікання процесу біокорозії, є:

- питомий опір ґрунтів (ρ) менше 20 Ом·м;
- вологість ґрунту більше 20%;
- глинисті ґрунти з нейтральним або слабколужним рН-фактором (6,0 – 8,5);
- наявність ділянок з відшаруванням та пошкодженням захисного покриття;
- наявність в ґрунті клітин сульфатредуючих бактерій (СРБ) близько 1×10^4 ;
- наявність в ґрунті клітин тіонових бактерій (ТБ) близько 1×10^3 ;
- вміст загального заліза в ґрунті близько 5,6%;
- вміст загальної сірки в ґрунті близько 2,0%.

Для того, щоб захисні покриття ефективно виконували свої функції, вони повинні відповідати низці вимог, основними з яких є: стійкість до дії ґрунтових мікроорганізмів і хімічних реагентів, високий електроопір, механічна та адгезійна міцність, довговічність, стійкість до УФ-та теплового старіння, легкість нанесення тощо. Ізоляційні покриття повинні забезпечувати виконання своїх функцій в широкому інтервалі температур будівництва і експлуатації трубопроводів, забезпечуючи їх захист від корозії на максимально тривалій термін їх експлуатації.

На сьогодні при будівництві магістральних нафтогазопроводів переважно використовують епоксидні, поліпропіленові та поліетиленові захисні покриття. В США, Канаді, Великій Британії та ряді інших країн найбільш популярні заводські епоксидні покриття труб товщиною 350–400 мкм. Покриття труб на основі порошкових епоксидних фарб володіють високою адгезією до сталі, стійкістю до катодного відшарування, підвищеною (до 80-100°C) теплостійкістю. Водночас ударна міцність епоксидних покриттів, особливо за мінусових температур, значною мірою обмежує область їх використання.

В зарубіжній практиці останнім часом все більшу перевагу почали віддавати двошаровим епоксидним покриттям труб. Такі покриття мають внутрішній ізоляційний і зовнішній захисний шари загальною товщиною 750-1000 мкм, володіють високою стійкістю до абразивного зношування, до стирання, для них характерна підвищена ударна міцність, яка практично не змінюється за температури оточуючого середовища (від +40°C до -40°C). Виробництво труб з сучасним двошаровим епоксидним покриттям освоєно в Росії на Волзькому трубному заводі.

До одного з найбільш перспективних захисних покриттів трубопроводів, без сумніву, відносяться заводські поліпропіленові покриття. Порівняно з заводськими поліетиленовими покриттями труб поліпропіленові покриття характеризуються вищою (до 110–140°C) теплостійкістю, підвищеною пенетрацією, стійкістю до удару, зрізу і стирання. Через високу водостійкість та підвищену механічну міцність поліпропіленові покриття широко використовуються за кордоном при будівництві морських шельфових трубопроводів. Даний тип покриття використовувався для прокладання по дну Чорного моря магістрального газопроводу «Голубий потік», при будівництві магістрального Північно-Європейського газопроводу на ділянці його прокладання через Балтійське море.

Однак, попри всі переваги заводських поліпропіленових покриттів труб, вони володіють одним, проте дуже вагомим недоліком – низькою морозостійкістю. Це обмежує їх використання в зимовий період, за температур зберігання ізольованих труб нижче мінус 20°C і за температур будівництва трубопроводів нижче мінус 10°C.

Останнім часом найбільшу популярність при будівництві магістральних і промислових трубопроводів, водопроводів, трубопроводів комунального призначення отримали двошарові поліетиленові покриття на основі термоплавкового полімерного підшару товщиною 300–500 мкм і зовнішнього поліетиленового шару загальною товщиною не менше 2,5-3,0 мм. Ще більш ефективним захисним покриттям є тришарове поліетиленове покриття труб. Введення в конструкцію захисного покриття додаткового шару – епоксидного праймера товщиною 100–200 мкм – дозволило суттєво підвищити адгезійні характеристики покриття, його водостійкість, стійкість до катодного відшарування. Тришарове поліетиленове покриття характеризується підвищеною (до 80°C) теплостійкістю. Під тришаровими покриттями не було зафіксовано випадків стрес-корозії трубопроводів.

Заводські тришарові поліетиленові покриття труб відносяться до покриттів посиленого типу нормального або спеціального виконання і можуть використовуватися без обмежень діаметра труб.

Вітчизняні підприємства АТ «Харцизький трубний завод» та НВП «Укртрубоізол» (м. Дніпропетровськ) виробляють труби з полі-

етиленовим захисним покриттям для підземного прокладання в помірних кліматичних умовах за температури експлуатації від мінус 30 °С до плюс 80 °С. На сьогодні [4] заводська поліетиленова ізоляція вважається найбільш надійною та доброякісною для протикорозійного захисту за умови дотримання діючих технічних умов і технічної документації.

Для ізолювання фасонних з'єднувальних деталей і засувок магістральних трубопроводів найбільшу популярність отримали поліуретанові і епоксидно-поліуретанові захисні покриття. Дані типи захисних покриттів, що наносяться на очищену поверхню ізолюючих деталей методом «гарячого» безповітряного розпилення двокомпонентних (основа + затверджувач) ізоляційних матеріалів, за товщиною, температурним діапазоном використання, комплексом захисних і експлуатаційних властивостей практично співрозмірні з заводськими полімерними покриттями труб. Вперше поліуретанові покриття використовувалися під час будівництва Балтійської трубопровідної системи, коли для ізоляції гнучих відводів в трасових умовах були використані: поліуретанове покриття «Сорон Нусоте 165» (Велика Британія) і епоксидно-поліуретанове покриття «UP 1000 I Frucs 1000 A» (Японія). Сьогодні на ринку представлені до практичного використання ще декілька типів захисних покриттів: Protegol UR-Coating 32-55, Protegol UR-Coating 32-60 (Німеччина), «Бурс», «Карбофлекс», «Галоплен», «Ізокор-140» (Росія).

Дані типи покриттів, як покриття, одержані на основі терморезистивних рідких ізоляційних матеріалів, здатні затвердіти за температури оточуючого середовища вище +5...10°C. Це значною мірою обмежує можливість ізолювання фасонних деталей в зимовий період. До того ж для нанесення поліуретанових покриттів необхідна високоякісна підготовка поверхні виробів і їх абразивне очищення до шорсткості поверхні 80-100 мкм. Тому ізолювання елементів трубопроводів, як правило, проводять в стаціонарних заводських умовах [5]. Попри всі позитивні якості поліуретанових покриттів вони практично непридатні для нанесення в трасових умовах за мінусових температур, оскільки вимагають тривалого часу полімеризації, яка проходить тільки за плюсової температури (до 8 год. при температурі 20°C). До того ж деякі марки поліуретанових мастик токсичні [6].

Для ізоляції трубопроводів в трасових умовах на сьогодні найбільш поширеними є три типи захисних ізоляційних покриттів:

- бітумно-мастикові покриття;
- полімерні плівкові покриття;
- комбіновані мастико-плівкові покриття (покриття типу «Пластобіт»).

Бітумно-мастикові покриття протягом багатьох десятиріч були основним типом захисних покриттів вітчизняних трубопроводів. Основними перевагами бітумно-мастикових покриттів є їх дешевизна, великий досвід використання, досить проста технологія нанесення в заводських і трасових умовах. Бітумні покриття є проникними для струмів електрохімічного захисту.

Конструкція бітумно-мастикового покриття склалася в результаті їх тривалого використання. Першим є шар бітумної або бітумно-полімерної ґрунтівки, одержаний шляхом нанесення на трубу розчину бітуму в бензині або дизпаливі, який заповнює всі мікронерівності на поверхні металу. Ґрунтівка слугує для забезпечення більш повного контакту і, як наслідок, кращої адгезії між поверхнею металу і основним ізоляційним шаром - бітумною мастикою, яка покривається захисною обгорткою зовнішнього шару. В Росії після шару ґрунтівки наноситься два або три шари бітумної мастики, між якими знаходиться армуючий матеріал (склотканина або склосітка). Захисними обгортками раніше слугували обгорткові матеріали на бітумно-каучуковій основі типу «брізол», «гідроізол» або крафт-папір. Проте на сьогодні використовують переважно полімерні захисні покриття товщиною не менше 0,5 мм, ґрунтівку бітумну або бітумно-полімерну, шар мастики бітумної або бітумно-полімерної, шар армуючого матеріалу (склотканина або склосітка), другий шар ізоляційної мастики, другий шар армуючого матеріалу, зовнішній шар захисної полімерної обгортки. Загальна товщина бітумно-мастикового покриття посиленого типу складає не менше 6,0 мм, а для покриттів трасового нанесення нормального типу - не менше 4,0 мм.

Для нанесення бітумно-мастикових покриттів ізоляційними мастиками слугують: бітумно-гумові мастики, бітумно-полімерні мастики (з добавками поліетилену, атактичного поліпропілену), бітумні мастики з добавками термоеластопластів, мастики на основі асфальтосмолистих речовин типу «Асмор». В останні роки з'явився ряд бітумних мастик нового покоління, які володіють покращеними властивостями. Бітумну мастикі наносять на трубу за температури 150-185°C. Розплавляючи холодну ґрунтівку, мастика проникає у всі мікронерівності поверхні металу, забезпечуючи, таким чином, хорошу адгезію ізоляційного покриття.

Для захисту шару бітумної мастики її покривають зверху захисною обгорткою (склоплатом, брізолом, бікарулом, обгорткою ПВХ).

Ізоляційні покриття на основі бітумних мастик використовуються за температури транспортованого продукту від -10°C до +40°C на трубопроводах діаметром не більше 820 мм. Хоча термін використання бітумних покриттів, як правило, не перевищує 10-15 років, вони продовжують залишатися на ринку серед основних ізоляційних матеріалів.

Полімерно-плівкові покриття, які включають шар адгезійної ґрунтівки, один шар полімерної ізоляційної плівки товщиною не менше 0,6 мм і одного шару захисної полімерної обгортки товщиною не менше 0,6 мм, порівняно з бітумними мастиками, є більш технологічними при нанесенні і дозволяють значно механізувати даний процес. До того ж вони володіють високими діелектричними властивостями.

Випускають ізоляційні плівки на основі поліетилену і полівінілхлориду.

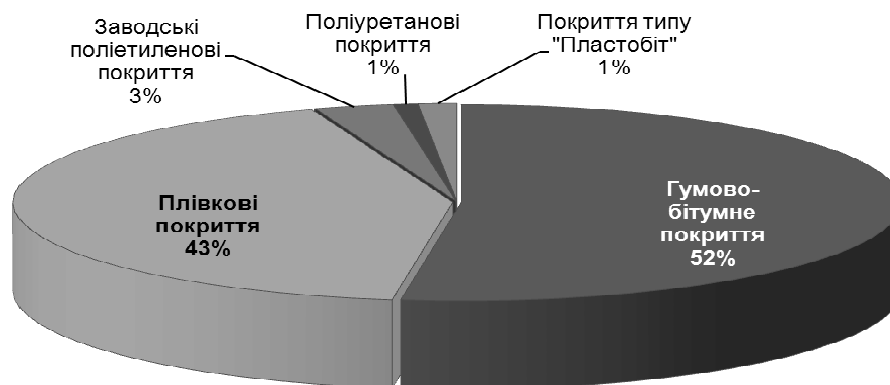


Рисунок 1 – Частка ізоляційних покриттів різних типів, що використовуються в ДК «Укртрансгаз»

В системі полімерного плівкового покриття функції ізоляційної плівки і захисної обгортки різні. Ізоляційна плівка забезпечує адгезію покриття до сталі, стійкість до катодного відшарування, виконує функції захисного бар'єру, який перешкоджає проникненню до поверхні труб води, ґрунтового електроліту, кисню, тобто корозійноактивних агентів. В той час як захисна обгортка слугує, в основному, для підвищення механічної, ударної міцності покриття, вона захищає плівкове покриття від пошкоджень при укладанні трубопроводу в траншею і засипанні його ґрунтом, а також при усадці ґрунту.

Основним недоліком липких полімерних плівок є поступова втрата адгезії до металу, тому через 5 років після їх нанесення метал виявляється незахищеним від корозії; низька стійкість до звуку під дією ґрунту. Ще одним недоліком плівкових покриттів є утворення «шатрових пустот» в навколошовній зоні, які відтак стають джерелами корозії.

Досвід експлуатації полімерних плівкових покриттів засвідчив, що термін служби плівкових покриттів на трубопроводах діаметром 1020 мм і вище складає від 7 до 15 років, що в 2-4 рази менше нормативного терміну амортизації магістральних трубопроводів (не менше 33 роки) [7].

Розроблені комбіновані мастико-плівкові покриття (типу «Пластобіт») дали змогу усунути недоліки покриттів на основі бітумних мастик і полімерних плівкових покриттів. Комбіноване ізоляційне покриття «Пластобіт» – це поєднання бітумного і плівкового покриттів: на шар ґрунтівок наноситься бітумна мастика товщиною 3-4 мм, яка одразу ж обмотується полівінілхлоридною плівкою без клеєвої основи. Величина накладки регулюється в межах 3-6 см. У момент намотування полімерного шару частина мастики видавлюється під накладку, що забезпечує герметизацію місць накладання. Полімерний шар в конструкції покриття «Пластобіт» відіграє роль своєрідної «арматури», яка незалежно від терміну служби забезпечує зберігання цілісності основного ізоляційного шару – бітумного. Прокол полімерної плівки не призводить до порушення цілісності покриття,

оскільки шар бітумної мастики має досить велику товщину. Крім того, досвід експлуатації покриття «Пластобіт» показав, що в місцях дрібних наскрізних пошкоджень полімерної частини відбувається «самовідновлення», яке полягає в тому, що частина мастики, яка витікає крізь утворений отвір, застигає у вигляді «грибка» над місцем руйнування.

Покриття «Пластобіт» є технологічним з точки зору нанесення. Проте відносно висока плинність, мала ударна в'язкість і слабка несуча здатність матеріалу не дозволяє використовувати покриття «Пластобіт» для труб діаметром понад 820 мм.

Новим типом комбінованого ізоляційного покриття є «Армопластобіт», який відрізняється від «Пластобіту» тим, що в ньому армуючим матеріалом замість склополотна є сітка, яка прошиває скло. «Армопластобіт» допускається використовувати для ізоювання трубопроводів діаметром до 1220 мм включно.

Обсяги використання у відносному вираженні вищеописаних ізоляційних покриттів, що застосовуються при виконанні ремонтних робіт трубопроводів в ДК «Укртрансгаз», наведено на рисунку 1.

Як видно з рисунка, найбільшу частку серед ізоляційних покриттів, що використовуються для ізоляції трубопроводів ДК «Укртрансгаз», займають гумово-бітумні та плівкові покриття. Це спричинено тим, що основний об'єм робіт з переізолювання трубопроводів виконується в трасових умовах, де відсутні засоби для відповідної обробки труби, а також несприятливі температурні умови для нанесення більш надійних полімерних покриттів. Також невелика частка полімерних покриттів у загальному обсязі зумовлена тим, що роботи з будівництва нових віток газопроводів майже не ведуться.

Проте серед широкого спектру наявних захисних покриттів практично неможливо віддати перевагу на користь тільки одного універсального покриття, яке б забезпечувало ефективний захист металу від корозії у різних умовах будівництва і експлуатації. Ізоляційні покриття підземних споруд піддаються мікробіологічній, або біокорозії, спричиненій ґрунтовими мікроорганізмами та корозійною активністю ґрунтів.

Мікробіологічна корозія є однією з причин утворення піттингів та язв під продуктами корозії в ґрунтах підвищеної корозійної активності (солончаки, болотні, замулені ґрунти, ділянки перспективного зрошування).

На сьогодні встановлено, що основним чинником біопшкоджень в умовах підземного середовища є асоціати бактерій денітрифікувальних (ДНБ), вуглеводнеокиснювальних (ВОВ), сульфатредукуючих, домінуючу роль серед яких відіграють сульфатредукуючі бактерії. В агресивних ґрунтах ці мікроорганізми проявляють високу корозійну активність як до металу, так і до покриттів [8].

Існує два базових припущення щодо опосередкованої участі мікроорганізмів у процесах мікробіологічної корозії:

- мікроорганізми в процесі життєдіяльності синтезують біогенні агресивні продукти (сірководень, сульфатну кислоту), які призводять до інтенсифікації корозійних процесів;

- мікроорганізми, закріплюючись на поверхні металу, утворюють мікророзни, що призводить до пошкодження поверхневого електронного шару, а це, в свою чергу, спричиняє електрохімічне руйнування металу [8].

В результаті мікробної деструкції захисного ізоляційного покриття відбуваються зміни фізико-механічних властивостей матеріалів, зменшується їх міцність, погіршуються адгезійні характеристики, внаслідок чого втрачається головна функція покриттів – захист металу від корозії.

Найдієвішим способом захисту ізоляційного покриття від мікробіологічного забруднення є біоцидні добавки, які пригнічують ріст і розвиток корозійноактивних мікроорганізмів. Важливим також є використання біоцидних речовин для обробки поверхні трубопроводів, зокрема ділянок трубопроводів у труднодоступних місцях, під час ремонту трубопроводів у трасових умовах перед нанесенням ізоляційного покриття.

Біоцидні добавки повинні відповідати певним вимогам [9]:

- 1 практично повністю (99 %) пригнічувати життєдіяльність певного роду бактерій;
- 2 не повинні погіршувати основні фізико-механічні властивості базової мастики;
- 3 добре суміщатися з бітумною основою;
- 4 характеризуватися пролонгованою дією біоцидної активності;
- 5 не бути токсичними.

Попри те, що в зарубіжній практиці для боротьби з мікробіологічною корозією біоциди (антисептики) знайшли широке застосування, досвід їх використання показав, що універсальних біоцидів не існує.

Однією з причин порушення однорідності і зниження захисних властивостей покриттів є життєдіяльність ґрунтових мікроорганізмів. Оселившись на покриттях, мікробні угруповання з різноманітними трофічними і фізіологічними функціями спричиняють їх біодеградацію.

Тому проблема біодеградації захисних ізоляційних покриттів – це важлива еколого-технологічна проблема, яка на сьогодні залишається досить актуальною і вимагає проведення додаткових наукових досліджень.

Корозію металу в підземному середовищі потрібно розглядати не як чисто електрохімічний процес, а обов'язково враховувати біологічний фактор, тобто як біоелектрохімічний процес.

Для підвищення ефективності протикорозійного захисту підземних нафтогазопроводів та інших споруд необхідно враховувати не тільки результати попереднього аналізу корозійної активності ґрунтів, в яких вони прокладені, але й біостійкість захисних ізоляційних покриттів.

В зв'язку з цим, актуальною залишається проблема, пов'язана з розробкою композицій ізоляційних біостійких покриттів (КІБП) для захисту підземних споруд, які б володіли підвищеними протикорозійними характеристиками та проявляли біостійкість до дії мікроорганізмів в ґрунтах різної корозійної активності.

Авторами [10,11] розроблені модифіковані мастики на бітумно-полімерній основі, які є біостійкими до дії корозійноактивних ґрунтових мікроорганізмів, володіють підвищеними протикорозійними характеристиками, гідрофобними та пластифікуючими властивостями, тому їх можна з успіхом використовувати для нанесення при переізоляції трубопроводів на таких проблемних ділянках траси, як болотні, замулені ґрунти, солончаки, ґрунти з підвищеною вологістю, де існує найбільший ризик розвитку мікробіологічної корозії.

Ефективність захисної дії використаних нами інгібіторів, які відносяться до поверхнево-активних речовин катіонного типу, пов'язано зі здатністю цих речовин адсорбуватися на металі, впливати на процес виділення водню на його поверхні і, таким чином, гальмувати каталітичну дію сульфатредукуючих бактерій як деполяризаторів катодного процесу.

Проведено сертифікаційні випробування модифікованої біостійкої бітумно-полімерної мастики МБПМ-Д-1. На підставі результатів випробувань отримано сертифікат, згідно з яким дана мастика рекомендована для ізолювання підземних сталевих трубопроводів, резервуарів та інших підземних споруд для захисту їх від ґрунтової та біокорозії.

Вибір того або іншого захисного покриття для ремонту повинен бути обґрунтований і економічно. Для економічного порівняння ізоляційних покриттів з різними термінами служби і експлуатаційними витратами на протикорозійний захист необхідне зіставлення їх техніко-економічних показників за однаковий період часу [12, 13]. Із всієї сукупності аналізованих покриттів за еталон порівняння слід приймати покриття, що має більший термін служби. Для прикладу наведемо економічний розрахунок ефективності покриття для газотранспортного підприємства.

Таблиця 1 – Вихідні дані для розрахунку економії витрат на газотранспортних підприємствах

| Показник | Базовий варіант | Проектний варіант |
|--|-----------------|------------------------|
| Термін експлуатації, роки | 15 | $15 \times 1,3 = 19,5$ |
| Середня вартість вибіркового ремонту ізоляції 1 км газопроводу діаметром 820 мм, тис. грн. | 76817 | 78265 |

Вихідні дані для розрахунку заведемо до таблиці 1.

Розрахунок економії витрат від впровадження модифікованого бітумно-полімерного покриття через 15 років проведемо, виходячи з суми витрат, необхідних на проведення вибіркового ремонту ізоляції, та враховуючи терміни використання протикорозійних покриттів за формулою (1):

$$E = B_{\phi} - B_{np} \times K_n, \quad (1)$$

де B_{ϕ} – середня вартість ремонту ізоляції 1 км газопроводу при використанні базового протикорозійного покриття;

B_{np} – середня вартість ремонту ізоляції 1 км газопроводу при використанні модифікованого бітумно-полімерного протикорозійного покриття;

K_n – коефіцієнт напрацювання, який розраховується за формулою:

$$K_n = \frac{T_{\phi}}{T_{кр}}, \quad (2)$$

де T_{ϕ} – фактично відпрацьований час ізоляційного покриття, роки;

$T_{кр}$ – термін придатності ізоляційного покриття, роки.

Отже, при використанні інноваційно-модифікованого покриття для захисту газопроводів газотранспортні підприємства зможуть отримати економію витрат в сумі:

$$E = 76817 - 78265 \times 0,769 = 16631,2 \text{ тис.грн./км}$$

Оскільки, термін експлуатації базового захисного покриття складає 15 років, розрахуємо теперішню вартість майбутнього ефекту на основі формули (2):

$$E_{\text{м}} = \frac{B_{\phi} - B_{np} \times K_n}{(1+r)^{15}}, \quad (3)$$

де r – ставка дисконту, яка розраховується за формулою кумулятивної моделі як:

$$r = r_{\phi} + \sum_{i=1}^n r_i,$$

де r_{ϕ} – базова норма доходу;

$\sum_{i=1}^n r_i$ – сумарна премія за ризик.

Ставку дисконту розрахуємо як суму таких складових:

- базова ставка – 7%;
- компенсація ризику зміни базової ставки – 2,5%;
- компенсація специфічних ризиків, притаманних галузі – 2,7%;

компенсація за місцепролягання газопроводів у гірських умовах – 2%;

компенсація необхідності в компетентному управлінні – 3%;

компенсація інфляційних очікувань – 3,1%;

ВСЬОГО: 14,1%.

Ставка дисконту застосовується за вирахуванням податку на прибуток, що наявний на момент оцінки у розмірі 25%:

$$r = 14,1 \times (1 - 0,25) = 10,6 \text{ \%}.$$

У розрахунках приймаємо заокруглене значення ставки дисконту – 11%.

Отже, теперішня вартість майбутнього економічного ефекту від застосування модифікованого бітумно-полімерного захисного покриття становитиме:

$$E_{\text{м}} = \frac{76817 - 78265 \cdot 0,769}{(1 + 0,11)^{15}} = 3476 \text{ тис.грн./км.}$$

Таким чином, розрахований економічний ефект ще раз підтверджує доцільність застосування даного виду протикорозійного покриття.

Ефективність нового модифікованого покриття також значною мірою залежить від дотримання інструкцій при його нанесенні, використання у визначених умовах при допустимій солоності ґрунтів та у відповідності до інших факторів. Остаточо перевірити ефективність протикорозійного покриття можна тільки через деякий період часу шляхом діагностування та оцінки стану газопроводів, які піддавались обробці даним покриттям.

Література

- 1 Кузьменко Ю.О. Моніторинг корозійного стану магістральних нафтогазопроводів / Ю.О.Кузьменко // Нафтова і газова промисловість. – 1994. – №2. – С.43-44.
- 2 Мікробна корозія підземних споруд / [Андрейок К.І., Козлова І.П., Коптева Ж.П. та ін.] – К.: Наукова думка, 2005 – 258 с.
- 3 Степачов В. Основні аспекти біологічних чинників на розвиток корозійних процесів підземних сталевих трубопроводів / В. Степачов, П. Лемешинський // Спецвипуск журналу «Фізико-хімічна механіка матеріалів». – 2010. – №8. – С.645-649.
- 4 Довідник-каталог «Сучасні протикорозійні матеріали для захисту об'єктів нафтогазового комплексу України» / В.М. Василюк, В.А. Черватюк, В.П. Васильківський, Ю.Г. Федоренко, С.В. Ткач. – Л.: СПОЛОМ – 2008. – 170 с.

5 Низьев С.Г. Особенности и перспективы противокоррозионной защиты магистральных нефтепроводов / С.Г.Низьев // Трубопроводный транспорт. Теория и практика. – 2007. – №4. – С.38-65.

6 Коршак А.А. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов / А.А. Коршак, А.М. Нечвань. – М.: Недра, 2008. – 488 с.

7 Коррозия и защита от коррозии / И.В.Семенова, Г.М. Флорианович, А.В.Хорошилов. – М., 2006. – 306 с.

8 Методы оценки микробной стойкости защитных покрытий / В.В. Занина, Ж.П. Коптева, А.Е. Коптева, И.А. Козлова // Микробиол. журн. – 2003. – т.65, №5. – С.41-44.

9 Бойченко С.В. Забезпечення біологічної стабільності вуглеводневих палив / С.В. Бойченко. Н.М.Кучма // Вісник НАУ. – 2004. – №4. – С.161-164.

10 Пат. 822775 Україна, МПК (2006) С23F 11/00, F16L 58/02 Спосіб захисту підземних нафтогазопроводів від корозії / Крижанівський Є.І., Федорович Я.Т., Полутренко М.С., Гужов Ю.П., Федорович І.В.; заявник і патентовласник Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу. – № а2006610107; опубл. 12.05.2008, Бюл. №9, 2008р.

11 Пат. 89709 Україна, МПК (2009) С23F 11/00, F16L 58/02 Спосіб протикорозійного захисту підземних нафтогазопроводів, прокладених в болотних, замулених ґрунтах, які містять сульфатредуючі бактерії / Крижанівський Є.І., Федорович Я.Т., Полутренко М.С., Гужов Ю.П., Федорович І.В.; заявник і патентовласник Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу. – № а200807330; опубл. 25.02.2010, Бюл. №4, 2010 р.

12 Федорович І.В. Методичні аспекти визначення економічних втрат від виникнення аварій та відмов на лінійній частині магістральних газопроводів / І.В. Федорович, Л.Т. Гораль // Збірник наукових праць НУК. – 2010. – № 5 (434). – С. 150-155.

13 Федорович І.В. Інновації в системі захисту лінійної частини магістральних газопроводів та їх економічне обґрунтування // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2011. – №4 (30). – С.45-50.

Стаття надійшла до редакційної колегії

29.05.12

*Рекомендована до друку професором
Грудзом В.Я.*

Техніка і технології

УДК 622.279.72

ПРОМИСЛОВІ ДОСЛІДЖЕННЯ ІНГІБІТОРНОГО МЕТОДУ БОРОТЬБИ З ВІДКЛАДЕННЯМ СОЛЕЙ ПІД ЧАС ЕКСПЛУАТАЦІЇ ОБВОДНЕНИХ ГАЗОВИХ І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ СВЕРДЛОВИН

Р.М. Кондрат, О.Р. Кондрат

*ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська 15, тел./факс (03422) 42195,
e-mail: kondrat@nung.edu.ua*

Охарактеризовано причини відкладення солей і методи боротьби з ними під час експлуатації газових і газоконденсатних свердловин. За результатами лабораторних досліджень з різними хімреагентами обґрунтовано доцільність застосування інгібітора СНПХ-5314 для боротьби з відкладенням солей і створення на його основі комплексного інгібітора з багатфункціональними властивостями інгібітора солевідкладень, корозії обладнання, гідратуутворення і спінювача пластової рідини. Розглянуто різні технології боротьби з відкладенням солей і узагальнено промисловий досвід їх застосування. Запропоновано технологію боротьби з відкладенням солей у свердловині з використанням інгібітора СНПХ-5314, суть якої полягає у попередньому очищенні стовбура свердловини (насосно-компресорних труб і експлуатаційної колони) та привибійної зони пласта від відкладів солей, запобіганні у привибійну зону пласта робочого розчину інгібітора і подальшому дозованому введенні розчину інгібітора в затрубний простір з присвердловинного інгібіторного бачка. Технологія випробувана на свердловині 105 Рудівсько-Червонозаводського газоконденсатного родовища. В результаті її застосування збільшився вміст іонів Ca^{2+} і HCO_3^- у пробах пластової води, відібраних з гирла свердловини; зменшилися вміст іонів заліза і рН води; збільшилася густина води; зросли дебїти газу й конденсату, що свідчить про ефективність інгібітора СНПХ-5314 і запропонованої технології його використання.

Ключові слова: свердловина, газ, конденсат, вода, експлуатація, відкладення солей, інгібітор, технологія

Охарактеризованы причины и описаны методы борьбы с отложениями солей газовых и газоконденсатных скважин при их эксплуатации. По результатам лабораторных исследований с различными химреагентами подтверждена целесообразность применения ингибитора СНПХ-5314 для борьбы с отложениями солей и создан на его основе комплексный ингибитор с многофункциональными свойствами ингибитора солеотложения, коррозии оборудования, гидратообразования и вспенивателя пластовой жидкости. Рассмотрены различные технологии борьбы с отложениями солей и обобщен промышленный опыт их применения. Предложена технология борьбы с отложениями солей в скважине с использованием ингибитора СНПХ-5314, состоящая в предварительной очистке ствола скважины (насосно-компрессорных труб и эксплуатационной колонны) и призабойной зоны от отложений солей, закачке в призабойную зону пласта раствора ингибитора и последующей дозированной подаче раствора ингибитора в затрубное пространство с прискважинного ингибиторного бачка. Технология испытана на скважине 105 Рудивско-Краснозаводского газоконденсатного месторождения. В результате её применения увеличилось содержание ионов Ca^{2+} и HCO_3^- в пробах пластовой воды, отобранных с устья скважин; уменьшилось содержание ионов железа и рН воды; увеличилась плотность воды, возрасли дебїты газа и конденсата, что свидетельствует об эффективности ингибитора СНПХ-5314 и технологи его применения.

Ключевые слова: скважина, газ, конденсат, вода, эксплуатация, отложение солей, ингибитор, технология

The reasons of salt depositing and control methods to prevent it under gas and gas-condensate operations are described in this article. According to the results of the laboratory analysis with different chemical reagents, it is grounded that there is the reasonability of the СНПХ-5314 inhibitor application for the elimination of salt depositions as well as the expediency of making on its basis the complex inhibitor with multi-function properties of salt deposition preventing inhibitor, equipment corrosion, hydrating and formation water foam. Different technologies of salt deposition prevention are considered and the field experience of the application is summed up. The technology of salt deposition preventing in the well under the СНПХ-5314 inhibitor application is suggested. The essence

of this technology is in the previous salt deposition clearing of well bore (well tubing strings and a production string) and bottomhole formation zone, inhibitor solution injection into the bottomhole formation zone and further measured injection of inhibitor solution into the annulus from the near-well inhibitor tank. The technology has been tested at the 105 well in the Rudkivsk-Chervonozavodsk gas-condensate field. As a result the ions Ca^{2+} and HCO_3 content has increased in formation water samples taken out from the well-head, the content of iron ions and water pH has decreased, water density has increased, gas and condensate yield has increased. It testifies the efficiency of the СНПХ-5314 inhibitor and the suggested technology of its application.

Key words: well, gas, condensate, water, operation, salt depositing, inhibitor, technology

Експлуатація обводнених газових і газоконденсатних свердловин часто супроводжується випаданням солей з пластової води у привибійній зоні, стовбурі і викидних лініях. Можливе солеутворення і на промислових установках комплексної підготовки газу до транспортування. До основних причин солевідкладення відносяться перенасиченість пластової води солями, змішування у свердловині пластових вод різного хімічного складу з різних горизонтів, змішування пластової води з метанолом та деякими іншими хімеагентами, що використовуються у процесах газовидобування, дегазації пластової води при зниженні тиску з виділенням діоксиду вуглецю, зміна термобаричних умов по шляху руху пластового газорідного потоку, розчинення у воді деяких складових породи, наприклад, карбонатів.

Відкладання солей на стінках порових каналів у привибійній зоні пласта і на внутрішній поверхні труб призводить до зменшення їх перерізу і можливого повного перекриття. В результаті зростають втрати тиску при русі газорідного потоку, що супроводжується зменшенням дебітів свердловин з подальшим припиненням їх природного фонтанування.

Відомі дві групи методів боротьби із солевідкладеннями [1-4]. Методи першої групи ґрунтуються на попередженні відкладання солей на поверхні породи і стінках труб. До них відносяться ізолювання обводнених пластів і попередження змішування у свердловинах пластових вод різного хімічного складу; усунення дефіциту вологи в газі і перенасичення солями пластової води шляхом уведення в затрубний простір прісної води, в т.ч. з додаванням спінюючих ПАВ; турбулізація і збільшення швидкості руху газорідного потоку в насосно-компресорних трубах (НКТ) з метою попередження прилипання кристалів солей до поверхні труб; нанесення на внутрішню поверхню труб та обладнання захисного покриття з низькою адгезійною здатністю; діяння на газорідний потік фізичними полями (магнітним, акустичним та іншими); застосування інгібіторів солевідкладення. До другої групи відносяться методи видалення відкладів солей шляхом їх розмивання, розбурювання, розчинення і комбінованого діяння. Методи видалення відкладів солей вимагають значних коштів і часу, а у разі виснажених родовищ можуть супроводжуватись надходженням значних об'ємів робочих технологічних рідин у привибійну зону пласта зі зниженням її проникності, що значно ускладнить процес подальшого освоєння свердловини після ремонтних робіт.

Найбільш простим і поширеним у промисловій практиці є інгібіторний метод боротьби із солевідкладеннями. Для його реалізації необхідно вибрати тип інгібітора залежно від хімічного складу пластової води і спосіб уведення його у свердловину. Високомінералізовані пластові води можуть викликати корозію газопромислового обладнання. Можливе гідратоутворення в насосно-компресорних трубах і викидних лініях свердловин. З появою води у пластовій продукції погіршується продуктивна характеристика свердловин: утворюються „завислі” пульсуючі рідинні корки і пристінний шар рідини в НКТ, рідина скупчується на вибої. Ефективним методом інтенсифікації винесення рідини із свердловин є застосування спінюючих ПАВ. Тому для боротьби з виникненням ускладнень в процесі експлуатації газових і газоконденсатних свердловин доцільно застосовувати комплексний інгібітор, який, крім солезакисних властивостей, володіє би антигідратними та антикорозійними характеристиками і був би спінювачем пластової рідини.

З метою вибору ефективного інгібітора солевідкладень для попередження випадання з водних розчинів карбонату кальцію, оцінки впливу на захисні властивості інгібітора солевідкладень метанолу, вуглеводневого конденсату, інгібіторів корозії і температури та оцінки впливу інгібітора солевідкладень на процеси корозії металу і спінювання пластової рідини в ІФНТУНГ виконано комплекс лабораторних досліджень.

Досліди проводились з перенасиченим водним розчином карбонату кальцію у дистильованій воді. Як інгібітор солевідкладення досліджували СНПХ-5314, коразол-1, поліакрилат натрію, савенол SWP, КТІ-С; як інгібітор корозії – нафтохім-3 і ТАЛІ; як інгібітор гідратоутворення – метанол. У дослідах використовували вуглеводневий конденсат еоценового газоконденсатного покладу Битківського нафтогазоконденсатного родовища. За результатами досліджень визначали ступінь захисту від солевідкладень, ступінь захисту від корозії, кратність і стійкість піни. Методику та основні результати досліджень наведено в роботах [3, 4]. Узагальнені результати досліджень зводяться до наступного.

Із досліджених інгібіторів солевідкладення найкращими захисними властивостями проти випадання з води карбонату кальцію володіє інгібітор СНПХ-5314. Ступінь захисту від солевідкладень при вмісті в робочому розчині 0,1% мас. інгібітора СНПХ-5314 перевищує 70%, а при вмісті 0,5% мас. становить близько 90% і змінюється мало при подальшому збіль-

шенні вмісту інгібітора. У порядку зменшення солезакисних властивостей інші інгібітори розміщуються так: КТІ-С, коразол-1, савенол SWP і поліакрилат натрію. При цьому СНПХ-5314 і КТІ-С мають близькі за значенням ступені захисту від солевідкладень. Найменшими і близькими за значенням ступенями захисту від солевідкладень характеризуються савенол SWP і поліакрилат натрію. За вмісту 0,5% мас. цих інгібіторів у робочому розчині ступінь захисту від солевідкладень становить 67-68%. Рекомендована концентрація інгібітора СНПХ-5314 у пластовій воді становить 0,25-0,5% мас.

Із збільшенням температури дещо погіршуються захисні властивості інгібітору СНПХ-5314, але загальний вплив температури є незначним. Так, при 0,5% мас. концентрації інгібітора СНПХ-5314 у системі і збільшенні температури від 20⁰С до 50⁰С і від 20⁰С до 80⁰С ступінь захисту від солевідкладень зменшується відповідно в 1,018 і 1,067 разів.

Додавання до робочого розчину гідрокарбонату натрію метанолу призводить до погіршення солезакисних властивостей інгібітора СНПХ-5314. Так, при вмісті в системі „робочий розчин-метанол” 20% метанолу ступінь захисту від солевідкладень зменшується з 90,63% до 82,8%, а при вмісті 40% об. метанолу – до 68,18%.

Порівняно з метанолом вуглеводневий конденсат мало впливає на солезакисні властивості інгібітора СНПХ-5314. Із збільшенням об'ємного вмісту вуглеводневого конденсату в досліджуваній системі до 20% ступінь захисту від солевідкладень зменшується на 4,52%, а при вмісті 40% об. вуглеводневого конденсату є вищою, ніж за його відсутності.

За наявності в системі одночасно метанолу і вуглеводневого конденсату солезакисні властивості інгібітора СНПХ-5314 знижуються менше, ніж за наявності тільки метанолу. Так, при вмісті в системі 40% об. метанолу і вуглеводневого конденсату (по 20% об. кожного) і 0,5% мас. концентрації інгібітора СНПХ-5314 ступінь захисту від солевідкладень зменшується в 1,049 разів.

Додавання до перенасиченого водного розчину карбонату кальцію інгібіторів корозії нафтохім-3 і ТАЛІ призводить до зменшення солезакисних властивостей інгібітора СНПХ-5314. Так, при 0,5% мас. концентрації в досліджуваному розчині інгібітора СНПХ-5314 додавання 2,5 г/л інгібіторів корозії нафтохім-3 і ТАЛІ зменшує ступінь захисту від солевідкладень відповідно в 1,27 і 1,428 разів.

За результатами досліджень інгібітор солевідкладень СНПХ-5314 володіє також антикорозійними властивостями. Як корозійне середовище в досліді використовували розчин хлористого натрію в дистильованій воді з вмістом NaCl 100 г/л. У робочий розчин додавали в різній кількості інгібітор солевідкладень СНПХ-5314 (0,125; 0,25; 0,5 % мас.) і окремо вводили інгібітор корозії (0,5 г/л коразол-1; 2,5 г/л нафтохім-3; 2,5 г/л ТАЛІ), метанол (10% об.) і вуглеводневий конденсат (10% об.).

Згідно з дослідними даними за концентрації в робочому розчині 0,5% мас. інгібітора солевідкладень СНПХ-5314 ступінь захисту від корозії становить близько 48%. При додаванні до 0,5% мас. розчину інгібітора солевідкладень СНПХ-5314, 0,5 г/л коразолу-1, 2,5 г/л нафтохіму-3 або 2,5 г/л ТАЛІ ступінь захисту від корозії зростає відповідно до 62,5; 58,97 і 54,26%. Наведені інгібітори корозії мають близькі за значенням захисні властивості і кожний з них можна використовувати для боротьби з корозією обладнання.

Метанол і вуглеводневий конденсат погіршують антикорозійні властивості інгібітора СНПХ-5314 і при його концентрації в досліджуваному розчині 0,5% мас. забезпечують ступінь захисту від корозії відповідно 29% і 37,28%.

Результати додаткових досліджень процесу спінювання водних розчинів свідчать, що додавання до водного розчину NaCl (100 г/л) з вмістом 0,5% мас. савенолу SW інгібітора солевідкладень СНПХ-5314 призводить до певного (незначного) зростання кратності піни. Стійкість піни дещо зменшується, але її можна підвищити використанням стабілізаторів піни.

За результатами виконаних досліджень інгібітор солевідкладень СНПХ-5314 має високі солезакисні властивості і одночасно зменшує швидкість корозії металу і сприяє зростанню кратності піни при застосуванні спінуючих ПАР. Вуглеводневий конденсат і температура майже не впливають на солезакисні властивості інгібітора СНПХ-5314. Більше впливають метанол та інгібітори корозії, але їх негативний вплив можна зменшити підвищенням концентрації інгібітора СНПХ-5314 у пластовій воді.

Результати виконаних досліджень свідчать про можливість використання інгібітора солевідкладень СНПХ-5314 одночасно з дослідженим інгібітором гідратуутворення (метанолом), інгібіторами корозії (нафтохім-3, ТАЛом і коразолом-1) і спінуючою ПАР (савенолом SWP) для створення комплексного інгібітора з метою одночасної боротьби із солевідкладеннями, корозією обладнання та гідратуутворенням та інтенсифікації винесення рідини із свердловин спінюванням.

Можливі такі способи уведення робочих розчинів інгібітора солевідкладень до газорідного потоку у свердловинах:

- централізоване запомповування інгібіторопроводами з УКПГ у затрубний простір свердловин;

- дозоване подавання в затрубний простір свердловин за допомогою присвердловинних бачків;

- періодичне запомповування в затрубний простір за допомогою пересувних насосних агрегатів;

- періодичне запомповування насосно-компресорними трубами у привибійну зону пласта у вигляді розчинів, емульсій, суспензій, аерозолу;

- періодичне уведення через спеціальний лубрикатор по насосно-компресорними трубами

на вибір свердловин інгібіторів солевідкладень у твердому вигляді (гранули, таблетки і т.п.).

Згідно з дослідженнями інституту ВНИИТ-нефть найефективнішим є постійне дозування інгібітора солевідкладень через затрубний простір на вибір свердловин централізовано інгібіторопроводами чи з допомогою присвердловинних бачків [5]. Робочий розчин інгібітора готують на прісній (технічній) воді концентрацією 5-15% мас. У зимовий період до робочого розчину інгібітора солевідкладень додають метанол.

Застосування методу постійного дозування інгібітора солевідкладень у затрубний простір свердловин може, залежно від типу реагенту, призвести до корозії експлуатаційної колони і насосно-компресорних труб і не захищає від відкладів солей нижню частину експлуатаційної колони і привибійну зону пласта [6, 7].

Перед початком оброблення нових свердловин або тривалого припинення подачі розчину інгібітора слід провести запомповування ударної дози інгібітора з розрахунку 3-10 кратного збільшення його питомої витрати на один кубічний метр пластової води, що досягається шляхом збільшення витрати робочого розчину або концентрації в ньому інгібітора. Впродовж доби питому витрату розчину інгібітора поступово зменшують до заданого (робочого) значення.

За відсутності інгібіторопроводів і присвердловинних бачків робочі розчини інгібіторів солевідкладень періодично напompовують пересувними насосними агрегатами в затрубний простір або по насосно-компресорними трубами у привибійну зону пласта.

За даними ВНИИТнефть [5] для свердловин з дебітом нафти до 60 т/д, що еквівалентно дебіту газу до 60 тис.м³/д, раціональним є періодичне запомповування робочого розчину інгібітора солевідкладень в затрубний простір один раз на місяць, а для свердловин з більшим дебітом – один раз на 3-6 місяців.

На багатьох родовищах мають місце солевідкладення у привибійній зоні пласта. За результатами оброблення кривих відновлення вибірного тиску в свердловинах 5 Манчаровського і 811, 815 Таймурзанського нафтових родовищ зниження дебіту нафти зумовлено здебільшого зменшенням ступеня їх досконалості за характером розкриття пласта через закупорювання солями перфораційних каналів, а радіус зони солевідкладень не перевищує довжини перфораційних каналів, утворених, наприклад, перфораторами типу ПК-103 та іншими [8].

За результатами дослідження свердловин на нафтових родовищах Пермської області і Шебелинському газоконденсатному родовищі радіус зони солевідкладення не перевищує 1 м [8, 9].

Для оброблення привибійної зони пласта використовують 20-30% мас. розчини інгібітора солевідкладень у прісній воді, які протискують углиб пласта. За результатами досліджень на Самотлорському нафтовому родовищі об'єм робочого розчину інгібітора солевідкладень

рекомендується вибирати рівним 0,2-1,3 м³ на один метр розкритої ефективної товщини пласта [10].

У разі газових і газоконденсатних свердловин робочий розчин інгібітора солевідкладень протискують у привибійну зону максимально можливим тиском газу, а за його відсутності – вуглеводневим конденсатом в об'ємі, при якому висота стовпа конденсату в НКТ від середини інтервалу перфорації зрівноважує поточний пластовий тиск. У разі високого пластового тиску створюють додатковий протитиск на гирлі свердловини.

Робочий розчин витримують у привибійній зоні впродовж 8-24 годин для забезпечення адсорбції інгібітора на поверхні породи і рівномірного розподілу його в порах пласта. Для підвищення ступеня адсорбції інгібітора солевідкладень на поверхні порових каналів рекомендується додавати в робочий розчин 3-5% мас. савенолу SWP. Після витримування робочого розчину у привибійній зоні пласта свердловину освоюють і пускають в експлуатацію.

Згідно з результатами оброблень привибійних зон пласта розчинами інгібітора солевідкладень на Арланському нафтовому родовищі дебіт свердловин і тривалість ефекту збільшуються переважно після другого оброблення, що пояснюється втратою в процесі первинного оброблення значної кількості реагенту в результаті адсорбції на поверхні порових каналів [6].

За результатами оброблень привибійних зон пласта на родовищах Західного Сибіру після першого оброблення свердловина експлуатується без відкладів солей 3-4 місяці, після другого – до 8 місяців, після третього – більше року [12]. До застосування інгібітора солевідкладень міжремонтний період роботи свердловин становив 20-90 діб. Після першого оброблення вміст інгібітора у пробах пластової води спостерігався близько 70 діб, після другого оброблення – до 250 діб, після третього оброблення – до 300 діб.

Стосовно до карбонатних порід науковцями інституту ПермНИПІнефть запропоновано дві технології періодичного запомповування розчину інгібітора солевідкладень у привибійну зону пласта: інгібітор солевідкладень розчиняють у соляній кислоті і запомповують разом з кислотою у привибійну зону; спочатку як буферну рідину запомповують, соляну кислоту, а потім – розчин інгібітору солевідкладень у технічній воді [11]. Такі технології дозволяють за одну операцію провести кислотне оброблення привибійної зони і запомповування інгібітора в пласт під тиском. В результаті кислотного оброблення збільшується площа поверхні колектора, на якій адсорбується більше інгібітора. За промисловими даними при застосуванні наведених технологій міжопераційний період збільшується до 200 діб і більше. Окрім того, відсутній безпосередній контакт водного розчину інгібітора солевідкладень з пластовою водою, що у разі неправильного вибору інгібітора може призвести до випадання солей з пластової води. Проте, як свідчать результати робіт на

Арланському родовищі, послідовне кислотне оброблення привибійної зони пласта з наступним запомповуванням поліакриламідом чи гексаметафосфату натрію є менш ефективним, ніж періодичне запомповування водних розчинів інгібіторів солевідкладення [6]. В останньому випадку у привибійну зону запомповується менший об'єм рідини, зростає міжремонтний період, уповільнюється корозія обладнання.

До початку застосування інгібітора солевідкладень необхідно очистити від відкладів неорганічних солей стовбур, вибій і привибійну зону свердловин (наприклад, соляною кислотою з додатками ПАР, хлористого або азотнокислого амонію та ін.)

У процесі подальшої експлуатації свердловини після оброблення привибійної зони необхідно систематично здійснювати контроль за вмістом інгібітора солевідкладень у супутній пластовій воді і процесом солевідкладення шляхом відбирання та аналізу проб води з гирла свердловини в перші два тижні – один раз на тиждень, в подальшому – не рідше два рази на місяць. Одночасно (не рідше двох разів на місяць) визначається вміст іонів заліза у супутній пластовій воді. Контроль за вмістом інгібітора солевідкладень у супутній пластовій воді здійснюється спектрофотометричним методом. Іншим методом контролю за ефективністю інгібітора солевідкладень є визначення вмісту солей кальцію і магнію в пробах води з гирла свердловини. Стабілізація, або навіть збільшення кількості солей кальцію і магнію в пробах води, свідчить про відсутність солевідкладень.

За результатами лабораторних досліджень солезакисних властивостей інгібітора СНПХ-5314 в різних середовищах та узагальнення промислових даних про впровадження інгібіторів на різних родовищах розроблена технологія застосування інгібітора СНПХ-5314 для боротьби із солевідкладеннями, яка випробувана на свердловині 105 Рудівсько-Червонозаводського газоконденсатного родовища НГВУ „Полтаванафтогаз”. Експлуатація свердловин на цьому родовищі ускладнюється відкладеннями солей в насосно-компресорних трубах і привибійній зоні. За результатами хімічного аналізу, проведеного лабораторією НГВУ „Полтаванафтогаз”, відклади солей із свердловин родовища мають такий склад, % мас.: FeCO_3 – 3,18; CaCO_3 – 40,52; CaSO_4 – 55,35. Сольові відклади у метанолі і розчині хлористого кальцію не розчиняються; у технічній воді при температурі 70°C розчиняються слабо; у 5%-ній фосфорній кислоті розчиняється 57,03% солевих відкладів; у 10%-ній фосфорній кислоті – 62,83%; у 4%-ній соляній кислоті солеві відклади розчинилися повністю через 2 години; у 6%-ній соляній кислоті – через 0,5 годин; у 8%-ній та 12%-ній соляній кислоті – миттєво.

Боротьба із солевідкладеннями на родовищах НГВУ „Полтаванафтогаз” здійснюється шляхом руйнування (розчинення) осадів солей, які утворилися. Для ліквідації солевих осадів у НКТ, затрубному просторі і привибійній зоні пласта переважно застосовують солянокислотні

оброблення у поєднанні з газованими розчинами ПАР. Рідше застосовують фосфорнокислотні і газокислотні оброблення. Технологія кислотного розчинення солевих відкладів вимагає значних коштів і корозійно небезпечна.

На свердловині 105 Рудівсько-Червонозаводського газоконденсатного родовища випробувана технологія попередження солевідкладень шляхом запомповування у привибійну зону пласта робочого розчину інгібітора СНПХ-5314. Починаючи з 1997 р., на цій свердловині щорічно проводилися кислотні розчинення солевих відкладів за допомогою соляної кислоти (24.12.1997 р.) і використання соляної кислоти у поєднанні з газованим розчином ПАР (08.07.1999 р., 21.01.2000 р., 04.08.2000 р. і 24.08.2000 р., 07.02.2001 р., 12.06.2002 р.). На момент проведення робіт свердловина 105 мала таку геолого-промислову характеристику: штучний вибій – 4860 м, експлуатаційна колона умовним діаметром 168x146 мм опущена на всю глибину свердловини, продуктивний горизонт – В-21н, інтервал перфорації – 4767-4771 м, насосно-компресорні труби умовним діаметром 73 мм опущені на глибину 4759 м, пластовий тиск на середині інтервалу перфорації (на 18.06.2001 р.) – 29,42 МПа, пластова температура – 117°C , параметри роботи свердловини (згідно зі звітом за серпень 2002 р.): дебіт газу – 141,1 тис.м³/д, дебіт конденсату – 12,9 т/д, дебіт води – 1,5 м³/д, робочі тиски (на буфері/в затрубному просторі): 14/15,8 МПа.

Оброблення свердловини проведено згідно із затвердженим планом робіт від 17.05.2002 р., в такій послідовності.

До проведення оброблення свердловини виконують контрольні вимірювання дебітів газу, води і конденсату, тисків на буфері і в затрубному просторі і відбір на аналізи проб води для визначення вмісту солей та іонів заліза, рН і густини води.

Обв'язують між собою насосні агрегати та обладнання і насосні агрегати через ежектор з фонтанною арматурою, опресовують нагнітальну і газову лінії.

Готують 6% робочий розчин соляної кислоти (до 4,7 м³ технічної води додають 1,3 м³ товарної соляної кислоти), робочий розчин суміші соляної і борофтористоводневої кислот (до 1 м³ технічної води додають 2,5 м³ товарної соляної кислоти, 1,5 м³ борофтористоводневої кислоти і 1 м³ моноетаноламіну), робочий розчин неіоногенних ПАР (до 5,6 м³ технічної води додають 0,3 м³ жириноксу і 0,1 м³ ТЕАСу) і робочий розчин інгібітора солевідкладень (до 5 м³ технічної води додають 500 кг СНПХ-5314).

У зв'язку з тим, що на свердловині 105 раніше не застосовувались інгібітори солевідкладень, а кислотні руйнування солевих відкладів проводились більше чотирьох місяців (12.06.2012 р.), необхідно провести очищення підземного свердловинного обладнання і привибійної зони від солей.

4. Очищують від солевідкладень НКТ і експлуатаційну колону.

Для цього під час роботи свердловини (у робочому режимі свердловини) затрубним простором послідовно запоповнують агрегатами в НКТ (при подачі газу на ежектор) за мінімально допустимих витрат робочі розчини соляної кислоти і ПАР і закривають свердловину на 0,5 год. Потім при роботі свердловини затрубним простором на факел витискують проредаговані розчини із стовбура свердловини подачею в НКТ газу високого тиску.

5. Очищують від солевідкладень привибійну зону пласта.

Для оброблення привибійної зони пласта використовують робочий розчин, запропонований НДПІ ПАТ „Укрнафта” (суміш соляної і борофтористоводневої кислот з додаванням моноетаноламіну). При закритому затрубному просторі запоповнують агрегатом у НКТ (при подачі газу на ежектор) робочий розчин і протискують його в пласт газом високого тиску. Залишають свердловину під тиском на 2 години, після чого продувають її по затрубному простору на амбар для винесення з пласта продуктів реакції.

6. Відпрацьовують свердловину на установку підготовки газу (УКПГ) від 2 до 6 діб до відсутності продуктів реакції у свердловинній продукції.

7. Обробляють привибійну зону розчином інгібітора солевідкладень.

Після об'їздки насосного агрегату через ежектор з трубним простором свердловини і опресовки нагнітальної лінії продувають свердловину через емність-сепаратор на факел і подають по шлейфу з УКПГ у затрубний простір газ із максимально можливим тиском до його стабілізації. Потім запоповнують у НКТ робочий розчин інгібітора солевідкладень, протискують його в глибину пласта максимально можливим тиском газу і витримують у пласті впродовж 8-24 годин, після чого свердловину продувають на амбар і пускають у роботу на УКПГ.

8. Здійснюють безперервну дозовану подачу з присвердловинного інгібіторного бачка в затрубний простір свердловини водного розчину інгібітора солевідкладень з витратою 40 л/д (2 кг/д інгібітора солевідкладень). Для цього кожні 10 днів заповнюють інгібіторний бачок 5%-им водним розчином інгібітора солевідкладень СНПХ-5314 (до 400 л води додають 20 кг інгібітора).

9. Один раз на тиждень виконують контрольні вимірювання параметрів роботи свердловини і відбір проб води з гирла свердловини на аналіз.

Оброблення привибійної зони свердловини 105 інгібітором солевідкладень проведено у жовтні – листопаді 2002 р. 28.10.2002 р. проведено кислотне оброблення свердловини. За результатами контрольних вимірювань дебіт газу до кислотного оброблення становив 116 тис.м³/д при тисках на буфері 13,72 МПа і в затрубному просторі 14,22 МПа. На другий день після пуску свердловини в роботу 29.10.2002 р. дебіт газу становив 105 тис.м³/д за тих самих

робочих тисків. Незначне зниження дебіту газу пояснюється недостатнім часом для повного очищення привибійної зони від продуктів реакції після кислотного оброблення. Запоповнення розчину інгібітора солевідкладень у привибійну зону проведено 01.11.2002 р., через 3 дні після пуску свердловини в роботу. До оброблення свердловини розчином інгібітора солевідкладень тиск на буфері становив 10,8 МПа, а тиск в затрубному просторі – 12,75 МПа. Оскільки наступні два дні були вихідними, то свердловину пустили в роботу тільки 04.11.2002 р. У подальшому впродовж двох місяців (листопад-грудень) здійснювалась дозована подача робочого розчину інгібітора солевідкладень у затрубний простір свердловини з інгібіторного бачка. За результатами контрольних вимірювань 07.11.2002 р. дебіт газу становив 125 тис.м³, за тисків на буфері 12,75 МПа і в затрубному просторі – 13,73 МПа. В результаті оброблення свердловини дебіт газу збільшився на 9 тис.м³/д (з 116 до 125 тис.м³/д).

До і після оброблення свердловини відбирались проби води, результати аналізу яких наведено в таблиці 1.

За результатами аналізу проб пластової води в результаті оброблення свердловин розчином інгібітора солевідкладень СНПХ-5314 вміст іонів Ca²⁺ збільшився з 12525 до 144529 мг/л (на 2004 мг/л), вміст іонів HCO₃⁻ збільшився з 164,73 до 189,13 мг/л (на 24,4 мг/л). Збільшення кількості солей у воді свідчить про те, що інгібітор СНПХ-5314 володіє солеутримуючими властивостями і попереджує солевідкладення як у привибійній зоні, так і в стовбурі свердловини. Про ефективність інгібітора солевідкладень СНПХ-5314 свідчить також зменшення рН проб води з 7,65 до 7,33 і збільшення густини води з 1107 до 1113 кг/м³. Як відомо, зменшення рН води сповільнює процес відкладення карбонату кальцію [13]. Збільшення густини води свідчить про збільшення вмісту розчинених солей. Інгібітор солевідкладень володіє також антикорозійними властивостями, про що свідчить зменшення вмісту іонів заліза у пробах пластової води з гирла свердловини з 124 мг/л до оброблення свердловини до 99,25 мг/л після оброблення. Якщо взяти до уваги тільки три останні значення вмісту іонів заліза у воді (15.11, 18.11 і 25.11.2002 р.), то середній вміст іонів заліза у воді становить 51,67 мг/л.

Результати промислових випробувань інгібітора солевідкладень СНПХ-5314 повністю узгоджуються з результатами лабораторних досліджень.

Таким чином, інгібітор СНПХ-5314 можна рекомендувати для боротьби із солевідкладеннями під час експлуатації газових і газоконденсатних свердловин на родовищах України. Як свідчать результати лабораторних досліджень, можна створити комплексний інгібітор з багатфункціональними властивостями шляхом додавання до інгібітора солевідкладень СНПХ-5314 інгібітора корозії (наприклад, нафтохіму-3, корозолу-1 чи ТАЛу), інгібітору гідратуутворення (наприклад, метанолу) і спінювача пластової

Таблиця 1 – Результати аналізу проб води, відібраних з гирла свердловини 105 Рудівсько-Червонозаводського родовища

| Дата вимірювання | Вміст іонів, мг/л | | | рН води | Густина води, кг/м ³ |
|------------------------------|---------------------------|------------------|-------------------------------|---------|---------------------------------|
| | заліза | Ca ²⁺ | HCO ₃ ⁻ | | |
| До оброблення свердловини | | | | | |
| 02.09.2002 р. | 11 | | | | |
| 10.09.2002 р. | 162 | | | | |
| 23.09.2002 р. | 84 | | | | |
| 02.10.2002 р. | 202 | | | | |
| 21.10.2002 р. | 61 | | | | |
| | Середнє значення 124 | | | | |
| 10.10.2002 р. | | 12525 | 164,73 | 7,65 | 1107 |
| Після оброблення свердловини | | | | | |
| 13.11.2002 р. | 243 | | | | |
| 15.11.2002 р. | 45 | | | | |
| 18.11.2002 р. | 70 | | | | |
| 25.11.2002 р. | 39 | | | | |
| | Середнє значення 99,25 | | | | |
| 22.11.2002 р. | | 14529 | 189,13 | 7,33 | 1113 |

води (наприклад, савенолу SWP). Запропонована технологія боротьби із солевідкладеннями шляхом послідовного очищення від відкладів солей стовбура свердловини і привибійної зони пласта (якщо раніше інгібітор солевідкладень не застосовувався або міжопераційний період є значним), запомповування розчину інгібітора у привибійну зону пласта з наступною дозованою подачею розчину інгібітора в затрубний простір свердловини з інгібіторного бачка. Наведена технологія боротьби із солевідкладеннями успішно випробувана на свердловині 105 Рудівсько-Червонозаводського родовища. За відсутності інгібіторних бачків здійснюється тільки періодичне запомповування розчину інгібітора у привибійну зону пласта. Якщо солевідкладення у привибійній зоні пласта відсутні, то розчин інгібітора солевідкладень періодично запомповують у затрубний простір свердловини. Періодичність оброблень свердловини вибирається такою, щоб за міжопераційний період не відкладалась солі у привибійній зоні пласта і на обладнанні стовбура свердловин.

У подальших дослідженнях передбачається оцінити ефективність різних технологій боротьби із солевідкладеннями з використанням різних складів хімреагентів на свердловинах з різною геолого-промисловою характеристикою.

Література

- 1 Кашавцев В.Е. Предупреждение солеобразования при добыче нефти / В. Е. Кашавцев, Ю. П. Гаттенбергер, С. Ф. Люшин. – М.: Недра, 1985. – 215 с.
- 2 Кондрат Р. М. Аналіз причин солевідкладень і методів боротьби з ними під час експлуатації газових і газоконденсатних свердловин / Р. М. Кондрат, О. Р. Кондрат // Розвідка та роз-

робка нафтових і газових родовищ. – 2008. - №2(27). – С. 39-42.

- 3 Кондрат Р. М. Лабораторні дослідження з вибору інгібітора для боротьби із солевідкладеннями під час експлуатації обводнених газових і газоконденсатних свердловин / Р. М. Кондрат, О. Р. Кондрат, Я. Д. Климишин // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2008. - №3(28). – С. 44-48.

- 4 Кондрат Р. М. Лабораторні дослідження впливу геолого-промислових факторів на захисні властивості інгібітора солевідкладень СНПХ-5314 / Р. М. Кондрат, О. Р. Кондрат, Я. Д. Климишин // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2009. - №4(33). – С. 24-31.

- 5 Ефимова Г. А. Исследования химических реагентов для борьбы с отложениями солей / Г. А. Ефимова, О. М. Елашева, Н. И. Христенко // Труды ВНИИТнефть. – 1978. – Вып. 10. – С. 133-136.

- 6 Абдурахманов А. Г. Новые методы ликвидации отложений гипса в скважинах Арланского месторождения / А. Г. Абдурахманов, Ф. Я. Исламов, Е. А. Борисов, С. Ф. Люшин // Нефтяное хозяйство. – 1978. - №7. – С. 64-68.

- 7 Однорог Д. С. Применение ингибиторов отложений солей на нефтяных месторождениях Мангышлака // Нефтяное хозяйство. – 1980: V. - №3. – С. 7-68.

- 8 Антипин Ю. В. Исследование отложения гипса в пластах / Ю. В. Антипин, Р. Г. Шагиев, А. М. Ершов, А. Ш. Сыртданов // Нефтяное хозяйство. – 1978. - №9. – С. 42-45.

- 9 Билецкий М. М. Предупреждение солеотложений в пластах Шебелинского ГКМ / М. М. Билецкий, М. П. Яцків, А. Я. Строгий // Нефтяная и газовая промышленность. – 1991. - №2. – С. 28-31.

10 Маричев Ф. Н. Опыт применения ингибиторов отложения солей задавливанием в призабойную зону пласта / Ф. Н. Маричев, А. А. Глазков, В. К. Ким [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 1980. - №5. – С. 30-32.

11 Исаев М. Г. Технология применения ингибиторов отложения солей / М. Г. Исаев, Г. М. Гнеев, Г. Б. Ляпина, Г. Р. Сидоренко // Нефтяное хозяйство. – 1980. - №11. – С. 40-41.

12 Дунаев Н. П. Ликвидация отложения солей при эксплуатации скважин / Н. П. Дунаев, Н. С. Маринин, Г. М. Ярышев, Ф. Н. Маричев // Нефтяное хозяйство. – 1979. - №10. – С. 51-54.

13 Ахметшина И. З. Влияние поверхностного натяжения и температуры на отложение солей в нефтепромысловом оборудовании / И. З. Ахметшина, Я. М. Каган, Г. А. Багалян, В. П. Максимов // Нефтяное хозяйство. – 1979. - №3. – С. 43-45.

Стаття надійшла до редакційної колегії

05.09.12

*Рекомендована до друку професором
Тарком Я.Б.*

РАЗВИТИЕ ТЕХНИКИ ПОДЗЕМНОЙ ПРОКЛАДКИ ТРУБ В ТЕХНОЛОГИИ ГОРИЗОНТАЛЬНОГО НАПРАВЛЕННОГО БУРЕНИЯ (ГНБ) В ПОЛЬШЕ

Jan Ziaja (Ян Зяйя)

AGH University of Science and Technology, Drilling, Oil and Gas Faculty
A. Mickiewicza Av. 30, 30-059 Cracow, Poland,
phone +48126172215, e-mail: ziaja@agh.edu.pl

Метою даної роботи є вивчення технології проведення горизонтального буріння як одного із методів безтраншейного прокладання підземних систем труб. Описано технологію проведення горизонтального буріння з врахуванням її переваг, а саме: відсутність руйнування ґрунтового шару території буріння, час проведення робіт зведений до мінімуму, монтаж обладнання для проведення операцій буріння набагато простіший порівняно з класичними технологіями, а кількість обладнання набагато менша. Також вказано на низку недоліків порівняно зі стандартними методами. Горизонтальне буріння знаходить широке застосування завдяки зниженню загальних витрат на інвестиції і збільшенню рентабельності проектів. Наведено декілька найбільш цікавих проектів, реалізованих на території Польщі в 2005-2007 роках. Останніми роками з успіхом застосовують безліч безтраншейних технологій, кожна з яких має свої переваги і обмеження.

Ключові слова: горизонтальне буріння, безтраншейні технології.

Целью данной работы является изучение технологии проведения горизонтального бурения, как одного из методов безтраншейной прокладки подземных систем труб. Описана технология проведения горизонтального бурения с учетом ее преимуществ, а именно: отсутствие разрушения поверхностного слоя местности, время проведения работ сведено к минимуму, монтаж оборудования для проведения операций по бурению намного проще, чем при классической технологии, а количество оборудования гораздо меньше. Также перечислен ряд недостатков по сравнению со стандартными методами. Горизонтальное бурение находит широкое применение благодаря снижению общих затрат на инвестиции и увеличению рентабельности проектов. Приведено несколько наиболее интересных проектов, реализованных на территории Польши в 2005-2007 годах. В последние годы с успехом применяются многие безтраншейные технологии, каждая из которых имеет свои преимущества и ограничения.

Ключевые слова: горизонтальное бурение, безтраншейные технологии.

The purpose of this work is to study the technology of horizontal drilling as one of the methods of underground trenchless pipe laying. The technology of horizontal drilling is described considering its advantages, namely: the absence of soil disturbance in the drilling area, the time of work is minimized, the equipment installation for drilling operations is much easier and quicker than of classical technologies, the number of equipment items is much lower. A number of disadvantages is also listed in comparison with the standard methods. Horizontal drilling is widely used due to reducing overall costs on investments and increasing the return on projects. Some of the most interesting projects implemented in Poland in 2005-2007 are given in this work. Over the last years many trenchless technologies have been successfully used, each of them has its advantages and limitations.

Keywords: horizontal drilling, trenchless technology.

Введение

Во всем мире эксплуатируются миллионы километров различного типа трубопроводов и каналов. В двадцатом столетии вода, газ, канализация, линии электропередачи, телефонные и интернетные линии стали повсеместно доступны не только для жителей больших городских агломераций, но и для жителей небольших сел и деревень.

В настоящее время процессы автоматизации и миниатюризации позволили разработать технологии строительства, проверки и реновации трубопроводов, представляющих собой альтернативу для используемых до настоящего времени традиционных открытых траншейных методов. Одной из таких используемых технологий является строительство подземной трубопроводной системы по технологии горизонтального направленного бурения (ГНБ).

Начало ГНБ (HDD) можно отнести к шестидесятым годам прошлого столетия, когда научная организация AT&T Bell Laboratories в США разработала первую ударную буровую установку, работающую на сжатом воздухе. В 1972 году эта технология была использована для строительства участка стального газопровода длиной 231,6 м под рекой Пайджеро в Калифорнии. В Польше первое направленное горизонтальное бурение было выполнено в 1991 году под рекой Вислой в окрестности города Вроцлавка. Мировой рекорд по длине трубопровода в настоящее время составляет 3048 м. По данным DCA (Drilling Contractors Association) в странах Западной Европы на долю технологии направленного бурения приходится около 60-70% всех работ, выполненных по безтраншейной технологии. В Польше это соотношение достигает только 20%, однако это число постоянно растет, а инвесторы все чаще обращаются к ГНБ [10].

Таблица 1 – Сравнение трудоемкости традиционной технологии и ГНБ

| Перечень работ | Классическая технология | Технология ГНБ |
|-----------------------------------|-------------------------|---------------------------------|
| Земельные работы | очень большие | минимальные |
| Разрушение поверхности местности | максимальное | отсутствует |
| Безопасность для трубопровода | очень большая | средняя |
| Продолжительность работ | очень длительная | сведенная до минимума |
| Монтаж | трудоемкий | очень легкий |
| Необходимое оборудование | крупное оборудование | только специальное оборудование |
| Восстановление русла рек | полное | не требуется |
| Влияние метеорологических условий | значительное | минимальное |
| Влияние на природную среду | значительное | минимальное |
| Обременительность для окружения | большая | малая |

Цель проведения ГНБ

Горизонтальное направленное бурение проводится с целью:

- преодоления естественных преград (гористые участки местности, болотные места, водные бассейны);

- обеспечения непрерывности движения и исключения помех на коммуникационных трактах (автомобильные дороги, трамвайные и железнодорожные пути, судоходные реки);

- прокладка подземных трубопроводов на урбанизированных территориях;

- исключения раскопки и перекладки технической инфраструктуры, встречающейся на пути прокладки трубопровода (подземные электрические и телекоммуникационные линии, телосети и т.п.);

- защиты от последствий нарушения траншеями окружающей среды а также культурных памятников (охрана природных парков, заповедников, музеев, старинных площадей, замков и т.п.);

- дренажа грунта (мелиорация, очистка почвы от загрязнений ее токсическими жидкостями, создание защитных экранов).

Использование горизонтальных скважин, по сравнению с укладкой трубопроводов традиционными методами, позволяет избежать многих проблем:

- технических (необходимость преодоления возвышенностей, перенос русла рек, закрытие подъездных дорог);

- формально-юридических (разрешения и согласования с различными отраслями);

- экономических (затрату на аренду больших площадей территории, возмещение торговым центрам и служебным организациям возникших убытков, штрафы за деградацию природной среды);

- экологических (последствия деградации природной среды).

В пользу целевого использования буровой техники в строительстве подземных трубопроводных систем свидетельствуют дополнительно также такие факторы, как сокращение времени реализации инвестиции с использованием безтраншейных методов по сравнению с тради-

ционными технологиями и увеличение срока эксплуатации подземных сетей (менее подвержены влиянию атмосферических условий) по сравнению с наземными сетями.

Использование технологии ГНБ позволяет ограничить вмешательство в природную среду, сократить время преодоления естественных преград на местности и исключает необходимость восстановления берегов русла рек, а также обеспечивает целостность защитных валов от наводнений. Кроме того, эта технология характеризуется оптимальным использованием местных условий на территории (небольшая строительная площадка). Ее преимущества по сравнению с традиционной технологией представлены в таблице 1.

Техника бурения направленных скважин

Процесс бурения горизонтально направленных скважин в целом можно разделить на три этапа (рис. 1):

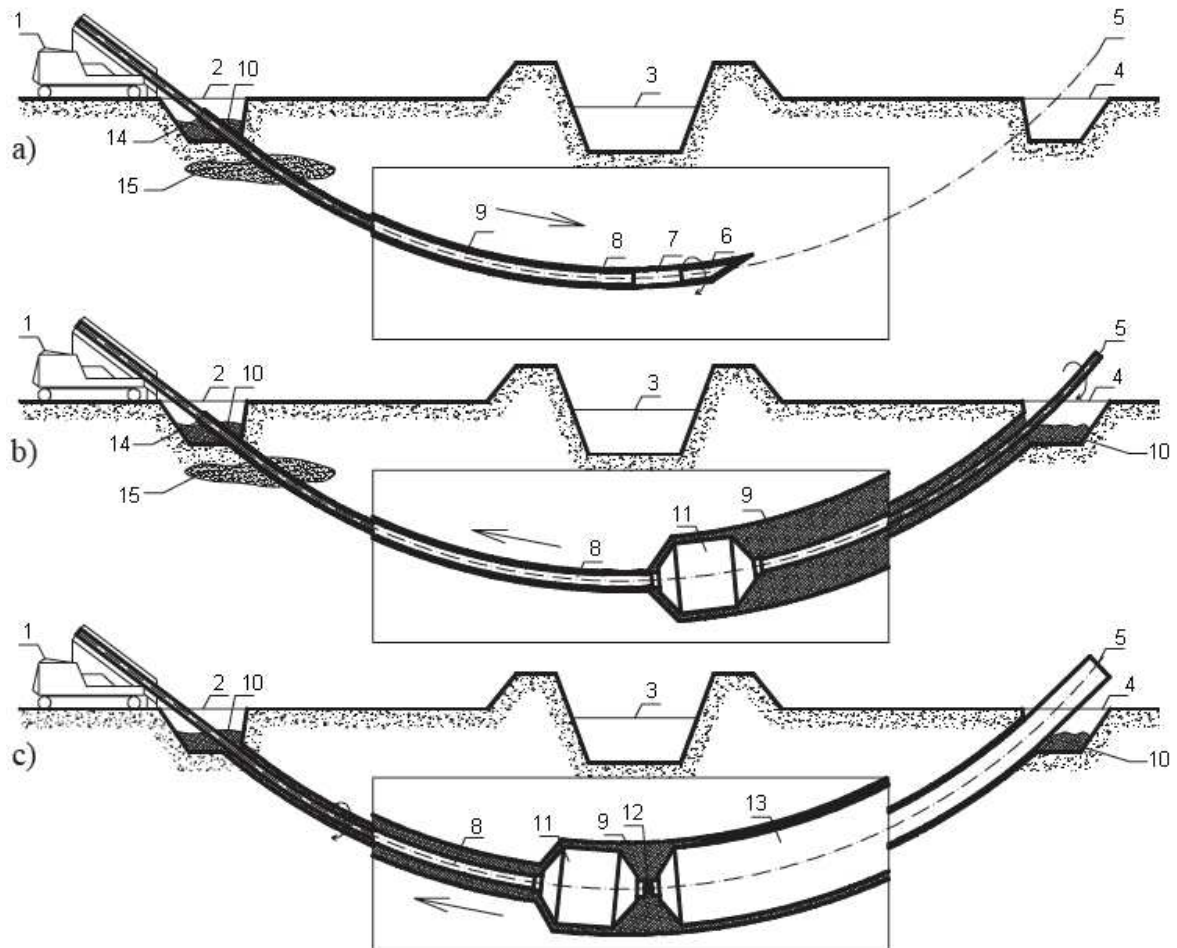
- бурение пилотной скважины;
- расширение скважины до запланированного диаметра;
- протягивание рабочего трубопровода либо трубы-футляра.

Существуют также и другие техники проведения горизонтального направленного бурения, однако общая идея их одинакова.

Проектирование траектории оси горизонтальной скважины

Проектирование и бурение горизонтальных скважин требует как опыта в области санитарной инженерии, так и подготовки в области бурового дела и геологии. Поэтому на кафедре бурового дела и геотехники на факультете бурового дела, нефти и газа АГН разработан ряд предложений и новых технологических решений, которые должны использоваться в ходе проектирования и выполнения горизонтально направленных скважин [3, 5].

Правильно подготовленный проект бурения горизонтальной скважины должен охватывать следующие задачи [3]:



a) пилотное бурение, b) расширение скважины, c) протягивание трубопровода;
 1 – буровая установка, 2 – стартовый котлован, 3 – естественная преграда (река),
 4 – приемный котлован, 5 – траектория скважины, 6 – буровая головка, 7 – измерительный зонд,
 8 – буровые штанги, 9 – скважина, 10 – буровой раствор с горной выработкой, 11 – расширитель,
 12 – вертлюг, 13 – протягиваемый трубопровод, 14 – труба-футляр (возможный вариант),
 15 – прослойка песка, гравия, гальки

Рисунок 1 – Схема выполнения горизонтальной скважины по технологии ГНБ

– определение параметров закладываемого трубопровода (наружный и внутренний диаметр, длина прокладки, вид материалов, из которых изготовлены трубопровод и изоляционное покрытие);

– анализ геологических, гидрогеологических и морфологических условий, наличие и вид наземной и подземной технической инфраструктуры, встречающейся на трассе планируемой скважины;

– определение профиля буровой скважины, количества этапов расширения, допустимых отклонений от точности ее выполнения;

– выбор бурового оборудования, буровых инструментов, инструментов для расширения и прокладки трубопроводов, а также измерительных систем;

Определение технологии приготовления бурового раствора и технологии бурения (выбор бурового раствора, нагрузка на буровую штангу и трубопровод во время его прокладки, оптимизация механических и гидравлических параметров технологии бурения).

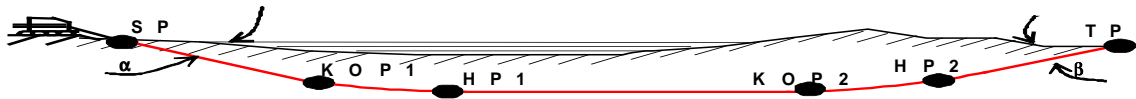
При проектировании траектории оси скважины важно определить ее характерные точки, как показано на рисунке 2.

К параметрам траектории горизонтальной скважины следует отнести: угол входа и угол выхода бура, форму скважины, длину и радиус кривизны криволинейных участков, длину и углы наклона прямолинейных участков.

Для уменьшения сопротивления трения протягиваемой трубы форму траектории необходимо выбирать в виде цепной линии, закрепленной в точке расположения установки и точке монтажа (рис. 3).

Траекторию оси скважины можно запроектировать также в виде одного криволинейного участка с постоянным радиусом кривизны (рис. 4), либо в виде комбинации прямолинейных и криволинейных участков (рис. 5 и 6).

Из проведенного анализа следует, что наиболее выгодным является профиль представленный на рис. 5, хотя он несколько длиннее по сравнению с остальными, однако стоимость его



SP – начало скважины; *KOP* – начало криволинейного участка, *HP* – начало прямолинейного участка, *TP* – конечный целевой пункт, α – угол входа, β – угол выхода

Рисунок 2 – Характерные точки горизонтально направленной скважины

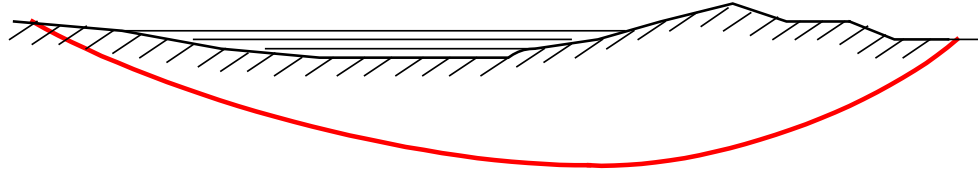


Рисунок 3 – Траектория буровой скважины, соответствующая цепной линии [5]

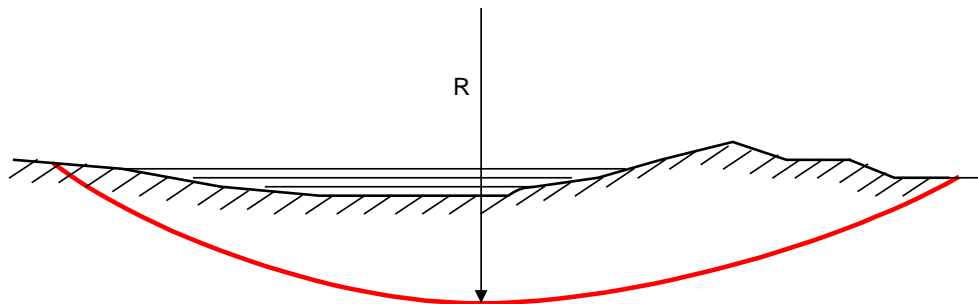


Рисунок 4 – Траектория буровой скважины с постоянным радиусом кривизны [5]

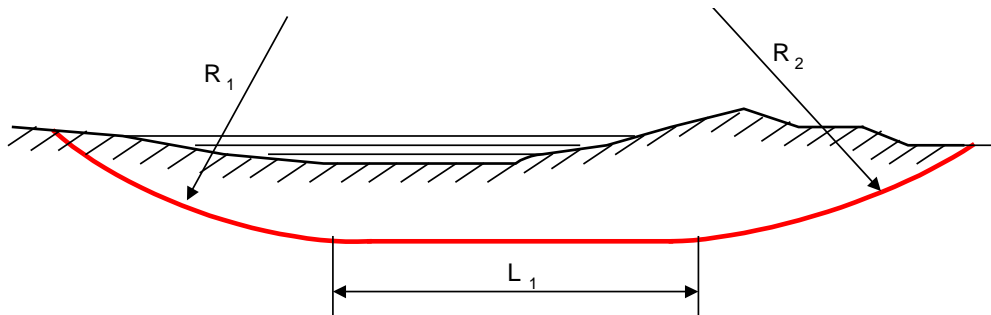


Рисунок 5 – Расположение оси буровой скважины, состоящей из двух криволинейных участков, разделенных прямолинейным участком [5]

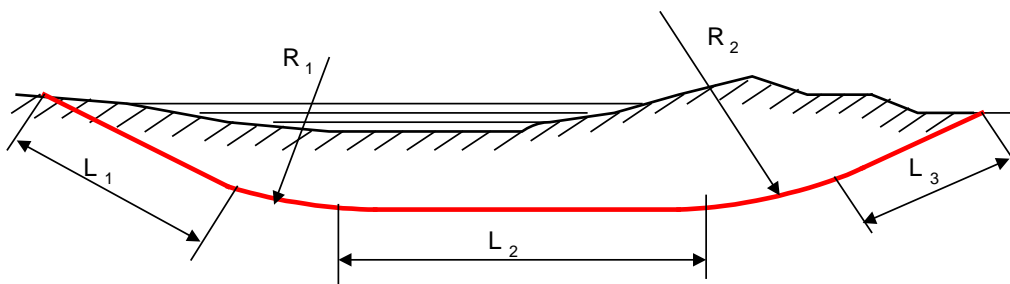


Рисунок 6 – Траектория буровой скважины, состоящей из пяти участков: попеременно прямолинейных и криволинейных [5]

выполнения значительно ниже по сравнению с альтернативными.

При проектировании профиля траектории оси направленной скважины следует учитывать минимально допустимые радиусы изгиба буровой трубы и прокладываемой трубы. Влияние интенсивности пространственного искривления на изменение напряжений в буриль-

ной штанге и обсадной трубе представлены в работе [3, 5].

Дополнительно также необходимо учитывать технические параметры бурового оборудования и инструмента (сила вытяжки/проталкивания, максимальный крутящий момент, производительность бурового насоса а также минимальный радиус прогиба буровых штанг).

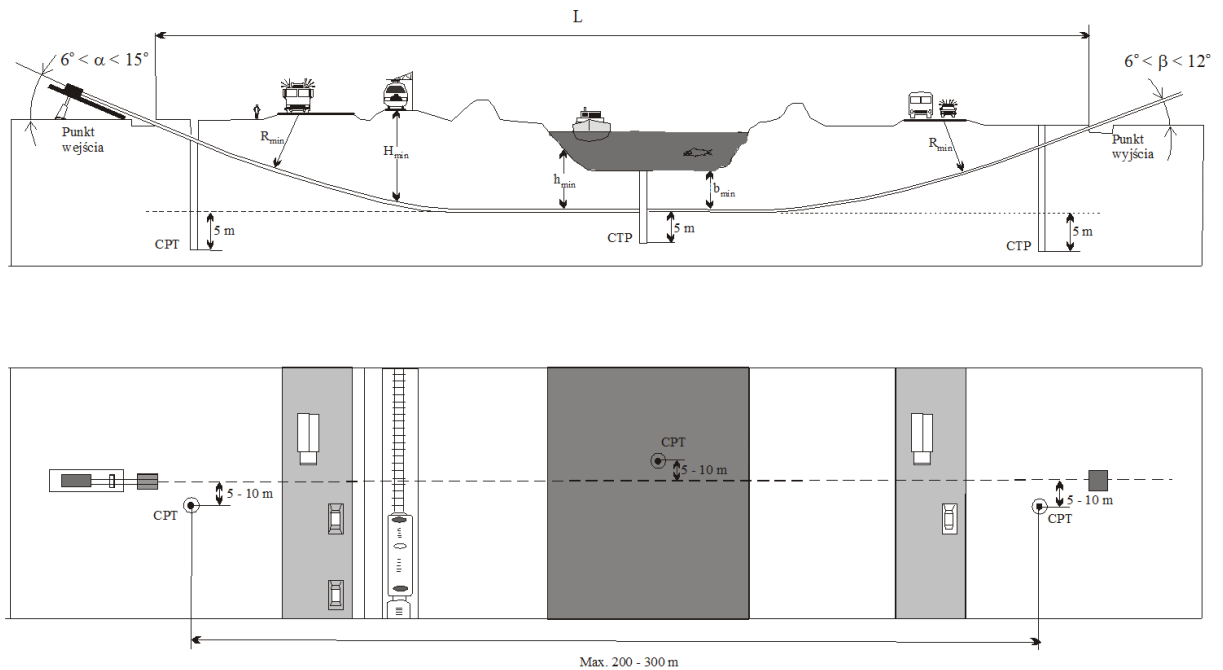


Рисунок 7 – Проект выполнения горизонтально направленной скважины

Знание этих параметров позволит запроектировать форму траектории оси скважины в соответствии с техническими возможностями оборудования. В случае прокладки эластичных труб (например, PE или HDPE) решающим фактором о допустимых углах изменения траектории оси скважины будет минимальный радиус прогиба бурильных труб. Радиус прогиба стальных труб всегда больше радиуса бурильных труб, поэтому последняя величина будет решающим фактором в выборе траектории прокладки трасы трубопровода.

Чаще всего угол входа принимается в пределах $6-15^\circ$, а угол выхода – $6-12^\circ$, рекомендуемый радиус кривизны для стальных труб – около $30 \text{ м} / 25.4 \text{ мм}$ ее диаметра (рис. 7).

В случае бурения скважин под реками толщина покрытия для секции, расположенной в самом низком месте, должна быть в пределах $5 - 8 \text{ м}$ для стальных труб и $2 - 5 \text{ м}$ для полиэтиленовых труб. Чем больше диаметр трубопровода, тем углы входа и выхода должны быть меньше. При проектировании следует обязательно проверить, чтобы рассчитанные максимальные напряжения, появляющиеся в устанавливаемом трубопроводе, не превышали прочностные параметры материала, из которого изготовлена труба. Рекомендуется, чтобы коэффициент запаса прочности на разрыв составлял не менее $1,1$.

Процедура выполнения ГНБ требует использования значительных объемов бурового раствора, который должен соответствовать следующим условиям:

- низкое содержание твердой фазы (до 50 кг/м^3);
- хорошо контролируемые высокие геологические параметры,
- хорошая смазка;

- легкость механической очистки;
- нейтральность для окружающей природной среды.

Заключение

Горизонтальное бурение находит широкое распространение благодаря постоянному стремлению к снижению общих затрат на инвестиции и повышению рентабельности амбициозных проектов. Эти проекты благоприятно воздействуют на природную среду, позволяют избежать больших хлопот при внедрении в существующую инфраструктуру, а также ограничивают расходы, связанные с восстановлением нарушенной поверхности. В последние годы с успехом применяются многие бестраншейные технологии, каждая из них имеет свои преимущества и ограничения. И хотя размер польского рынка в конечном итоге предложит ограничить число действующих на нем буровых фирм, то в виду значительного отставания в строительстве необходимой инфраструктуры в предстоящие годы необходимо будет реализовать большое количество проектов, финансируемых из бюджета Евросоюза и местных бюджетов. Однако объем этих работ в большой степени будет зависеть от финансовой кондиции страны и регионов.

В таблице 2 представлены некоторые из проектов, выполненных на территории Польши в 2005 – 2007 годах.

Литература

- 1 Wiśniowski R., Ziaja J. Dobór parametrów mechanicznych urządzeń wiertniczych stosowanych w technologiach Wiertnictwo Nafta Gaz Tom 23/1 2006.

Таблица 2 – Некоторые проекты, выполненные по технологии ГНБ на территории Польши в 2005 – 2007 гг

| Год | Буровое оборудование | Параметры | | | |
|------|--------------------------|---------------|------------------------|--------------------|-----------------------|
| | | Материал труб | Длина трубопровода [м] | Диаметр трубы [мм] | Диаметр скважины [мм] |
| 2005 | Ditch Witch 8/80 | Полиэтилен | 250 | 315 | 430 |
| 2005 | Hute HBR206-60D | Сталь | 480 | 530 | 880 |
| 2005 | Vermeer D50/100, | Чугун | 3 x 146 | 200 | 500 |
| 2006 | Ditch Witch 2720M1 | Керамика | 62 | 250 | 320 |
| 2006 | VermeerD50x100 | Полиэтилен | 147 | 560 | 900 |
| 2006 | Hute HBR206-250Z | Сталь | 350 | 813 | 1280 |
| 2006 | Hute HBR206-250Z | Сталь | 467 | 813 | 1280 |
| 2007 | Hute HBR206-250Z | Полиэтилен | 950 | 160 | 380 |
| 2007 | American Augers DD100 | Полиэтилен | 420 | 225 | 400 |
| 2007 | Prime Drilling PD 150/70 | Сталь | 530 | 813 | 1150 |
| 2007 | Prime Drilling PD 150/70 | Сталь | 495 | 813 | 1150 |

2 Wiśniowski R., Ziaja J. Przegląd narzędzi wierzących stosowanych do wykonania horyzontalnych przewiertów sterowanych Wiertnictwo Nafta Gaz Tom 22/1 2005.

3 Wiśniowski R., Ziaja J. Projektowanie wielkogabarytowych horyzontalnych przewiertów sterowanych Wiertnictwo Nafta Gaz Tom 24/12 2007.

4 Wiśniowski R., Stryczek S., Ziaja J. Technologia balastowania kolumn rur osłonowych wciąganych do horyzontalnych przewiertów sterowanych Wiertnictwo Nafta Gaz Tom 25/2 2008.

5 Wiśniowski R., Ziaja J. Technologie wykonywania horyzontalnych przewiertów sterowanych Wiertnictwo Nafta Gaz Tom 21/1 2004.

6 Rafał Wiśniowski, Stanisław Stryczek, Jan Ziaja Wybrane aspekty projektowania i wykonywania horyzontalnych przewiertów sterowanych (HDD) III OGÓLNOPOLSKIEJ KONFERENCJI NAUKOWO – TECHNICZNEJ „NOWE MATERIAŁY I URZĄDZENIA W WODOCIAGACH I KANALIZACJI. Kielce 2003.

7 Ziaja J. Awarie i komplikacje wiertnicze występujące przy horyzontalnych przewiertach sterowanych HDD Nowoczesne Techniki i Technologie Bezwykopowe 2-3/2001.

8 <http://www.directional-drilling-service.de> z dnia 20.01.2010.

9 <http://www.ditchwitch.com> z dnia 20.01.2010.

10 www.nawitel.pl z dnia 20.01.10.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
04.09.12
Рекомендована до друку
за результатами міжнародної
науково-технічної конференції
«Нафтогазова енергетика – 2011»*

КВАЛІМЕТРИЧНИЙ АНАЛІЗ ПІДЙОМНИХ АГРЕГАТІВ ДЛЯ РЕМОНТУ І ОБСЛУГОВУВАННЯ СВЕРДЛОВИН

Ю.В. Міронов, І.І. Авраменко

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська 15, тел./факс (03422) 42353,
e-mail: public@pung.edu.ua

Метою дослідження є оцінка технічного рівня підйомних агрегатів для ремонту, обслуговування, освоєння та випробування нафтових і газових свердловин за якомога ширшою номенклатурою їх моделей. Для цього зібрано та впорядковано паспортні показники підйомних агрегатів 199 моделей, за ними обчислено питомі одиничні показники для кваліметричного аналізу: вантажопідйомність, енергоозброєність, матеріаломісткість. Застосовано регресійний аналіз, за результатами якого отримано емпіричні рівняння, що описують середньостатистичний технічний рівень за кожним дослідженим показником. Обчислено рейтинг кожної моделі за кожним одиничним та загальним приведеним показником, виявлено моделі найвищого технічного рівня та виробників, чия продукція характеризується вищим технічним рівнем. Результати пропонуються застосовувати в проектуванні та освоєнні виробництва нового та придбанні серійного устаткування.

Ключові слова: кваліметрія, підйомні агрегати для ремонту свердловин, технічний рівень

Целью исследования является оценка технического уровня подъемных агрегатов для ремонта, обслуживания, освоения и испытания нефтяных и газовых скважин по максимально широкой номенклатуре их моделей. Для этого собраны и систематизированы паспортные технические показатели агрегатов 199 моделей, по ним рассчитаны удельные единичные показатели для кваліметричного анализа: грузоподъемность, энерговооруженность, материалоемкость. Методами регрессионного анализа найдены эмпирические уравнения, которыми описывается среднестатистический технический уровень рассмотренной совокупности агрегатов по каждому исследованному показателю. Найдены рейтинги каждой модели агрегатов по всем единичным и общему приведенному показателям. Выявлены модели агрегатов с наивысшим техническим уровнем и производители, продукция которых характеризуется высшим техническим уровнем. Полученные результаты предлагается применять в проектировании и освоении производства новых и приобретенных серийных агрегатов

Ключевые слова: кваліметрия, подъемные агрегаты для ремонта скважин, технический уровень

The object of the investigation is the workover rigs technical level evaluation. The ratings of 199 workover rig models were collected and systematized. The specific indices of hook load, of installed power and of mass, ascribed to destination ratings unities were calculated. The fitted equations describing average statistical technical level were obtained for every indices by regression procedure. The workover rigs describable by highest technical level and their manufacturers were found. The obtained results are useful and applicable in quality metering, engineering and standardization.

Key words: quality metering, workover rigs, technical level

Чисельність нині наявного в Україні фонду експлуатаційних свердловин перевищує 6000 і щорічно зростає. Переважаюча більшість нафтових свердловин експлуатується механізованими способами; їх низька продуктивність зумовлена як гірничо-геологічними умовами, так і частими тривалими простоями в ремонті та/або його очікуванні через незадовільну надійність свердловинного устаткування. За незмінної чисельності фонду експлуатаційних свердловин можна збільшити обсяги нафтогазовидобутку шляхом радикального скорочення цих простоїв; необхідною умовою для цього є застосування високопродуктивних сучасних технічних засобів.

Для підтримання свердловин у справному стані підприємствам НАК «Нафтогаз України» доводиться утримувати парк ремонтних підйомних агрегатів чисельністю біля 200 одиниць із відповідними капітальними та експлуатаційними витратами. Наявний парк характеризується не виправданою строкатістю складу, тривалими перебуванням в експлуатації, значним вичерпанням ресурсу та повільними темпами онов-

лення, яке проводиться без чіткої технічної політики.

Нині в світі технічні засоби для ремонту, обслуговування, освоєння та випробування нафтових і газових свердловин виготовляють в Азербайджані, Білорусі, Великобританії, Казахстані, Канаді, Китаї, Німеччині, Росії, Румунії, США, Україні та інших країнах. Розмаїття конструкцій, комплектації, моделей, класів і параметрів є вельми широким. Виготовлена в Україні (машинобудівними підприємствами в Харкові, Сумах, Стрию) техніка такого призначення не знайшла визнання на внутрішньому ринку, її частка в загальній чисельності парку не перевищує 30%. Світовий ринок пропонує потенційному споживачеві надзвичайно широкий вибір моделей технічних засобів із різними монтажно-транспортними базами та технічними показниками. Це ставить перед технічною адміністрацією нафтогазовидобувних підприємств, з одного боку, та проектно-конструкторських установ і машинобудівних підприємств, з іншого боку, складну задачу раціонального вибору техніки на заміну тій, що вилучається з

Таблиця 1 – Розподіл досліджуваної сукупності агрегатів на класи за параметром вантажопідйомності

| Клас агрегату | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
|--|------------|-----------|-----------|------------|-------------|---------|
| Допустиме навантаження на гак $P_{дон}$, кН | ≤ 400 | 401...600 | 601...800 | 801...1000 | 1001...1250 | >1250 |
| Відносна чисельність моделей в класі, % | 20,1 | 26,6 | 18,6 | 13,2 | 10,5 | 11,0 |

експлуатації. Її успішний розв'язок можливий лише за наявності актуальної, вірогідної та і місткої інформаційної бази.

Метою дослідження є оцінка середньостатистичного технічного рівня підйомних агрегатів для ремонту свердловин на достатньо репрезентативній їх сукупності, яка відображує сучасне світове виробництво. Для проведення дослідження та досягнення поставленої мети використано методику [1] і опрацьований комплекс розглядуваних показників:

- допустиме навантаження $P_{дон}$ на підйомний гак агрегату, кН;

- максимальна глибина $L_{макс}$ свердловини, що ремонтується (обслуговується) агрегатом із застосуванням НКТ діаметром 73 мм, м;

- встановлена потужність $N_{пр}$ тягового двигуна або автономної силової установки на приводі лебідки підйомного агрегату, кВт;

- маса M комплексу агрегату в заводській (контрактній) комплектації, кг. Інформація щодо маси агрегатів є досить обмеженою: лише в деяких випадках виробник повідомляє її величину, у більшості інших оминає або підміняє її вантажопідйомністю монтажно-транспортної бази.

Аналогічний комплекс застосовано в [2], але там розглянуто вужчу сукупність моделей агрегатів, до того ж разом із мобільними установками для буріння, ремонту і обслуговування свердловин.

Для проведення рейтингового і кваліметричного аналізу досліджуваного устаткування застосовано методи математичної статистики, в тому числі апарат регресійного аналізу.

Вихідна інформація представлена паспортними характеристиками 199 серійних моделей агрегатів для ремонту і обслуговування свердловин, які виготовляються 49 машинобудівними компаніями в 11 країнах світу. Хоча частина компаній-виробників нині не існує (трансформовані, корпоративізовані, перейменовані, поглинуті, ліквідовані), продукція за їх проектно-конструкторською документацією продовжує виготовлюватися та перебуває в експлуатації. При збиранні вихідної інформації виявлено стабільність номенклатури світового виробництва: моделі, що фігурують в каталогах тридцятирічної давності, донині перебувають в серійному виробництві.

На етапі впорядкування складену вибірку диференційовано за ознакою допустимого навантаження на підйомний гак на 5 класів (табл. 1).

Області варіації параметрів призначення розглядуваного обладнання обмежено наступними умовами: допустиме навантаження на гак $300 \leq P_{дон} \leq 1330$ кН; максимальна глибина ремонтваних (обслуговуваних) свердловин $1000 \leq L_{макс} \leq 7000$ м.

Деякі виробники на базі однієї моделі виготовляють численні модифікації, які різняться між собою комплектністю та відповідними параметрами. В усіх випадках, коли це виявилось можливим та доцільним, такі модифікації розглянуто, як окремі різновиди устаткування.

Вибірки, що охоплюють агрегати в межах одного класу, є недостатньо репрезентативними, тому вихідну інформацію було трансформовано у комплекс одиничних показників технічного рівня, до якого увійшли:

- питома вантажопідйомність $P_{дон}/L_{макс}$ (на одиницю максимальної глибини свердловини), кН/м;

- питома енергоозброєність $N_{пр}/P_{дон}$ (потужність привода лебідки на одиницю допустимого навантаження на гак, кВт/кН);

- питома енергоозброєність $N_{пр}/L_{макс}$ (потужність привода лебідки на одиницю максимальної глибини свердловини, кВт/м);

- питома матеріаломісткість $M/P_{дон}$ (маса комплексу агрегату на одиницю допустимого навантаження на гак, кг/кН);

- питома матеріаломісткість $M/L_{макс}$ (маса комплексу агрегату на одиницю максимальної глибини свердловини, кг/м).

В такий спосіб розв'язано одразу декілька проблем: створено можливість розгляду параметрів усієї сукупності розглядуваних моделей як єдиної вибірки; забезпечено достатньо високу точність емпіричних оцінок моментів розподілу показників технічного рівня; усунуто необхідність брати до уваги число моделей в кожному класі та поширеність кожної моделі у світовому парку.

Для агрегатів кожної моделі розглянуто сукупність паспортних показників: $P_{дон}$, $L_{макс}$, $N_{пр}$, M та їх розрахункові питомі відповідники $P_{дон}/L_{макс} = f_1(L_{макс})$, $N_{пр}/P_{дон} = f_2(P_{дон})$, $N_{пр}/L_{макс} = f_3(L_{макс})$, $M/L_{макс} = f_4(L_{макс})$, $M/P_{дон} = f_5(P_{дон})$. Вказані вище питомі показники розглядаються як реалізації випадкових функцій параметрів призначення $P_{дон}$ та $L_{макс}$ (табл. 2).

Таблиця 2 – Вихідні та розрахункові дані для кваліметричного аналізу агрегатів для ремонту і обслуговування свердловин

| Модель агрегату | Паспортні технічні показники | | | | Розрахункові показники | | | | |
|--|------------------------------|-------------------|-------------------|-------------|---------------------------|-----------------------------|---------------------------|------------------------|----------------------|
| | $P_{дон}$, кН | $L_{макс}$, м | $N_{пр}$, кВт | M , кг | $P_{дон}/L_{ум}$, Н/м | $N_{пр}/P_{дон}$, Вт/кН | $N_{пр}/L_{ум}$, Вт/м | $M/P_{дон}$, кг/кН | $M/L_{ум}$, кг/м |
| Агрегати з $P_{дон} \leq 400$ кН | | | | | | | | | |
| 1 XJ20 | 200 | 1600 | — | — | 125 | — | — | — | — |
| 2 THS5160TXJ | 300 | 2000 | — | — | 150 | — | — | — | — |
| 3 XJ60 | 300 | 2600 | 188 | 23100 | 115 | 627 | 72 | 77,00 | 8,88 |
| 4 IC 5 Te | 280 | 2200 | 158 | 19500 | 127 | 564 | 72 | 69,64 | 8,86 |
| 5 XJ150 | 300 | 2600 | — | 22100 | 115 | — | — | 73,67 | 8,50 |
| 6 XJ45 | 300 | 2000 | — | — | 150 | — | — | — | — |
| 7 WGG5240TXJ | 300 | 2500 | 196 | 25400 | 120 | 653 | 78 | 84,67 | 10,16 |
| 8 A2-32K | 320 | 2500 | 165 | 20000 | 128 | 516 | 66 | 62,50 | 8,00 |
| 9 A2-32 | 320 | 2500 | 176 | 20000 | 128 | 550 | 70 | 62,50 | 8,00 |
| 11 АПРС-32 | 320 | 2000 | 176 | 20000 | 160 | 550 | 88 | 62,50 | 10,00 |
| 12 A4-32 | 320 | 2500 | 243 | 20600 | 128 | 759 | 97 | 64,38 | 8,24 |
| 13 АзИнМаш-37А | 320 | 2900 | 165 | 20400 | 110 | 516 | 57 | 63,75 | 7,03 |
| 14 УПА-32 | 320 | 1600 | 220 | 20000 | 200 | 688 | 138 | 62,50 | 12,50 |
| 15 УПГА-32 | 320 | 2000 | 176 | 20600 | 160 | 550 | 88 | 64,38 | 10,30 |
| 16 УРГ-32 | 320 | 1600 | 191 | 20900 | 200 | 597 | 119 | 65,31 | 13,06 |
| 17 УПТ-32 | 320 | 2000 | 103 | 22600 | 160 | 322 | 52 | 70,63 | 11,30 |
| 18 УПР-32Т | 320 | 2500 | 191 | 20700 | 128 | 597 | 76 | 64,69 | 8,28 |
| 19 TW-40-CA-A4 | 400 | 1700 | 239 | 26100 | 235 | 598 | 141 | 65,25 | 15,35 |
| 20 JHX5280TXJ | 400 | 3200 | — | 28200 | 125 | — | — | 70,50 | 8,81 |
| 21 A5-40M | 400 | 3000 | 169 | 20800 | 133 | 423 | 56 | 52,00 | 6,93 |
| 22 АОРС-40 | 400 | 2500 | 166 | 30100 | 160 | 415 | 66 | 75,25 | 12,04 |
| 23 АПРС-40К | 400 | 2500 | 191 | 19000 | 160 | 478 | 76 | 47,50 | 7,60 |
| 24 АПРС-40 | 400 | 2500 | 220 | 21200 | 160 | 550 | 88 | 53,00 | 8,48 |
| 25 ПТП-40 | 400 | 1000 | 132 | 26000 | 400 | 330 | 132 | 65,00 | 26,00 |
| 26 УП-32/40 | 400 | 3000 | 169 | 21000 | 133 | 423 | 56 | 52,50 | 7,00 |
| 27 УПБ-40А | 400 | 3000 | 176 | 19800 | 133 | 440 | 59 | 49,50 | 6,60 |
| 28 УПТ-40 | 400 | 3500 | 165 | 26200 | 114 | 413 | 47 | 65,50 | 7,49 |
| 29 AP32/40M | 400 | 2000 | 315 | 21300 | 200 | 788 | 158 | 53,25 | 10,65 |
| 30 AP32/40M.011 | 400 | 2000 | 243 | 22000 | 200 | 608 | 122 | 55,00 | 11,00 |
| 31 СУРС-40 | 400 | 2500 | 176 | 25000 | 160 | 440 | 70 | 62,50 | 10,00 |
| 32 AP-32 | 400 | 2500 | 165 | 21600 | 160 | 413 | 66 | 54,00 | 8,64 |
| 33 XJ250 | 400 | 3200 | 354 | 29000 | 125 | — | 111 | 72,50 | 9,06 |
| 34 АзИнМаш-40 | 400 | 3000 | 330 | 22000 | 133 | 825 | 110 | 55,00 | 7,33 |
| 35 LZ40A | 400 | 3200 | — | 24000 | 125 | — | — | 60,00 | 7,50 |
| 36 XJ250 | 400 | 2600 | 184 | 29000 | 154 | 460 | 71 | 72,50 | 11,15 |
| 37 XJ70Z-1 | 400 | 3200 | 162 | 23800 | 125 | 405 | 51 | 59,50 | 7,44 |
| 38 XJ250 | 400 | 3200 | 470 | 50000 | 125 | 1175 | 147 | 125,00 | 15,63 |
| 39 XJ70Z-2BL | 400 | 3200 | 175 | 28500 | 125 | 438 | 55 | 71,25 | 8,91 |
| 40 XJ75 | 400 | 3600 | — | — | 111 | — | — | — | — |
| Агрегати з $400 < P_{дон} \leq 600$ кН | | | | | | | | | |
| 41 200 | 445 | 1520 | 149 | — | 293 | 335 | 98 | — | — |
| 42 K50 | 490 | 2000 | 180 | — | 245 | 367 | 90 | — | — |
| 43 УПА-50-1У | 500 | 3500 | 176 | 29700 | 143 | 352 | 50 | 59,40 | 8,49 |
| 44 TJ50 | 500 | 3000 | — | — | 167 | — | — | — | — |
| 45 АПРС-50К | 500 | 2500 | 243 | 25200 | 200 | 486 | 97 | 50,40 | 10,08 |
| 46 A5-40TC | 500 | 1000 | 176 | 22300 | 500 | 352 | 176 | 44,60 | 22,30 |

Продовження таблиці 2

| Модель агрегату | Паспортні технічні показники | | | | Розрахункові показники | | | | |
|--|------------------------------|-------------------|-------------------|-------------|---------------------------|-----------------------------|---------------------------|------------------------|----------------------|
| | $P_{дон}$, кН | $L_{макс}$, м | $N_{пр}$, кВт | M , кг | $P_{дон}/L_{ум}$, Н/м | $N_{пр}/P_{дон}$, Вт/кН | $N_{пр}/L_{ум}$, Вт/м | $M/P_{дон}$, кг/кН | $M/L_{ум}$, кг/м |
| 47 АПРС-50П | 500 | 2500 | 176 | 21000 | 200 | 352 | 70 | 42,00 | 8,40 |
| 48 АПРС-50КАМ | 500 | 2500 | 243 | 25200 | 200 | 486 | 97 | 50,40 | 10,08 |
| 49 АР-50 | 500 | 3000 | 243 | 30000 | 167 | 486 | 81 | 60,00 | 10,00 |
| 50 Ідель-50 | 500 | 3500 | 243 | 28000 | 143 | 486 | 69 | 56,00 | 8,00 |
| 51 ПАП-50 | 500 | 3500 | 220 | 24600 | 143 | 440 | 63 | 49,20 | 7,03 |
| 52 УПТ1-50Б | 500 | 3500 | 88 | 25700 | 143 | 176 | 25 | 51,40 | 7,34 |
| 53 УП-50Г | 500 | 3500 | 176 | 28000 | 143 | 352 | 50 | 56,00 | 8,00 |
| 54 УПТ1-50 | 500 | 3500 | 88 | 22600 | 143 | 176 | 25 | 45,20 | 6,46 |
| 55 УПБ-50А | 500 | 3000 | 176 | 23800 | 167 | 352 | 59 | 47,60 | 7,93 |
| Агрегати з $400 < P_{дон} \leq 600$ кН (продовження) | | | | | | | | | |
| 56 УПТ-50 | 500 | 3500 | 165 | 28000 | 143 | 330 | 47 | 56,00 | 8,00 |
| 57 LZ50A | 500 | 3200 | — | 26000 | 156 | — | — | 52,00 | 8,13 |
| 58 XJ50 | 500 | 4000 | — | 20900 | 125 | — | — | 41,80 | 5,23 |
| 59 XJ70Z-2L | 500 | 3200 | 175 | 26000 | 156 | 350 | 55 | 52,00 | 8,13 |
| 60 SWR-150 | 580 | 2590 | — | — | 224 | — | — | — | — |
| 61 A7-60 | 588 | 3500 | 225 | 35100 | 168 | 383 | 64 | 59,69 | 10,03 |
| 62 АР-60Н | 589 | 3000 | 243 | 32000 | 196 | 413 | 81 | 54,33 | 10,67 |
| 63 LZ60A | 600 | 4000 | — | 27500 | 150 | — | — | 45,83 | 6,88 |
| 64 А-50МБ | 600 | 4200 | 176 | 35600 | 143 | 293 | 42 | 59,33 | 8,48 |
| 65 А-50М | 600 | 4200 | 176 | 25200 | 230 | 352 | 81 | 36,47 | 8,40 |
| 66 XJ350 | 600 | 4000 | 354 | 50000 | 150 | 590 | 89 | 83,33 | 12,50 |
| 67 XJ350 | 600 | 3200 | 198 | 42000 | 188 | 330 | 62 | 70,00 | 13,13 |
| 68 XJ350 | 600 | 4000 | 260 | 51000 | 150 | 433 | 65 | 85,00 | 12,75 |
| 69 XJ90Z-3 | 600 | 4000 | 162 | 32000 | 150 | 270 | 41 | 53,33 | 8,00 |
| 70 XJ90 | 600 | 4000 | 250 | 25600 | 150 | 417 | 63 | 42,67 | 6,40 |
| 71 XJ90 | 600 | 3200 | 269 | — | 188 | 448 | 84 | — | — |
| 72 TW-60-CA-A4 | 600 | 2400 | 257 | — | 250 | 428 | 107 | — | — |
| 73 XJ350 | 600 | 1200 | 165,4 | — | 500 | 276 | 138 | — | — |
| 74 МТУ-60/80Г | 600 | 2500 | 220 | 43000 | 240 | 367 | 88 | 71,67 | 17,20 |
| 75 K60 | 600 | 2000 | 180 | — | 300 | 300 | 90 | — | — |
| 76 АК-60 | 600 | 3000 | 166 | 39000 | 200 | 277 | 55 | 65,00 | 13,00 |
| 77 АОРС-60Г | 600 | 1000 | 165,4 | 29100 | 600 | 276 | 165 | 48,50 | 29,10 |
| 78 АОРС-60 | 600 | 1000 | 243 | 32300 | 600 | 405 | 243 | 53,83 | 32,30 |
| 79 350 | 600 | 2500 | 260 | — | 240 | 433 | 104 | — | — |
| 80 А7-60М | 600 | 3500 | 243 | 35100 | 171 | 405 | 69 | 58,50 | 10,03 |
| 81 АР-60 | 600 | 3000 | 243 | 32000 | 200 | 405 | 81 | 53,33 | 10,67 |
| 82 АПР-60/80 | 600 | 3400 | 243 | 29400 | 176 | 405 | 71 | 49,00 | 8,65 |
| 83 АЕ 310 | 600 | 3000 | 225 | 40000 | 200 | 375 | 75 | 66,67 | 13,33 |
| 84 АзИнМаш-60 | 600 | 3000 | 176 | 24800 | 200 | 293 | 59 | 41,33 | 8,27 |
| 91 УПА-60А(60/80) | 600 | 3500 | 132,4 | 24200 | 171 | 221 | 38 | 40,33 | 6,91 |
| 92 УПА-60А 60/80М | 600 | 4000 | 147 | 28000 | 150 | 245 | 37 | 46,67 | 7,00 |
| 93 УПА-60А | 600 | 3000 | 132,4 | 26200 | 200 | 221 | 44 | 43,67 | 8,73 |
| Агрегати з $600 < P_{дон} \leq 800$ кН | | | | | | | | | |
| 94 Mustang-1 | 650 | 2500 | 336 | 30500 | 260 | 517 | 134 | 46,92 | 12,20 |
| 95 SWR-250 | 675 | 2590 | — | — | 261 | — | — | — | — |
| 96 150 DD | 623 | 2440 | 360 | 19500 | 255 | 578 | 148 | 31,30 | 7,99 |
| 97 SD | 675 | 3400 | 340 | — | 199 | 504 | 100 | — | — |
| 98 XJ250 | 675 | 3200 | — | 28900 | 211 | — | — | 42,81 | 9,03 |

Продовження таблиці 2

| Модель агрегату | Паспортні технічні показники | | | | Розрахункові показники | | | | |
|--|------------------------------|-------------------|-------------------|-------------|---------------------------|-----------------------------|---------------------------|------------------------|----------------------|
| | $P_{дон}$, кН | $L_{макс}$, м | $N_{пр}$, кВт | M , кг | $P_{дон}/L_{ум}$, Н/м | $N_{пр}/P_{дон}$, Вт/кН | $N_{пр}/L_{ум}$, Вт/м | $M/P_{дон}$, кг/кН | $M/L_{ум}$, кг/м |
| 99 Ti-300 | 680 | 2590 | 305 | 32700 | 263 | 449 | 118 | 48,09 | 12,63 |
| 100 MR 3500 | 700 | — | 223 | — | — | 319 | — | — | — |
| 101 RR 300 | 778 | 2930 | 224 | 31500 | 266 | 288 | 76 | 40,49 | 10,75 |
| 102 K80 | 785 | 2500 | 180 | — | 314 | 229 | 72 | — | — |
| 103 A80/100 | 785 | 5000 | 243 | 32000 | 157 | 310 | 49 | 40,76 | 6,40 |
| 104 A60/80M1 МЗКТ | 780 | 4000 | 345 | 53000 | 195 | 442 | 86 | 67,95 | 13,25 |
| 105 A60/80M1 БАЗ | 780 | 4000 | 298 | 44000 | 195 | 382 | 75 | 56,41 | 11,00 |
| 106 A60/80 М | 785 | 4000 | 243 | 32000 | 196 | 310 | 61 | 40,76 | 8,00 |
| 107 Mustang-2 | 800 | 3000 | 312 | 32500 | 267 | 390 | 104 | 40,63 | 10,83 |
| 108 SP-350 | 800 | 2590 | 258 | 33500 | 309 | 323 | 100 | 41,88 | 12,93 |
| 109 LTO 250 | 800 | 2500 | 193,7 | 55800 | 320 | 242 | 77 | 69,75 | 22,32 |
| 110 TW-80-CA-A5 | 800 | 3100 | 257 | — | 258 | 321 | 83 | — | — |
| 111 Ідель-80 | 800 | 4000 | 243 | 32000 | 200 | 304 | 61 | 40,00 | 8,00 |
| 112 ПАП-60 (60/80) | 800 | 4000 | 220 | 28000 | 200 | 275 | 55 | 35,00 | 7,00 |
| 113 МТУ-80ВГ | 800 | 1500 | 350 | 54300 | 533 | 438 | 233 | 67,88 | 32,30 |
| 114 КОРО-1-80 | 800 | 3500 | 425 | 51700 | 229 | 531 | 121 | 64,63 | 14,77 |
| 115 АП-80 | 800 | 2000 | 294 | 44400 | 400 | 368 | 147 | 55,50 | 22,20 |
| 116 АП-80А | 800 | 3000 | 354 | 48000 | 267 | 443 | 118 | 60,00 | 16,00 |
| 117 АзИнМаш-80 | 800 | 5000 | 330 | 25900 | 160 | 413 | 66 | 32,38 | 5,18 |
| 118 A60/80 | 800 | 4000 | 220 | 32000 | 200 | 275 | 55 | 40,00 | 8,00 |
| 119 A8-80 | 800 | 4000 | 220 | 38000 | 200 | 275 | 55 | 47,50 | 9,50 |
| Агрегати з $600 < P_{дон} \leq 800$ кН (продовження) | | | | | | | | | |
| 120 АПР-80 БАЗ | 800 | 3500 | — | 30700 | 229 | — | — | 38,38 | 8,77 |
| 121 АПР-80 GLOSOS | 800 | 3500 | — | 34100 | 229 | — | — | 42,63 | 9,74 |
| 122 АОРС-80 | 800 | 3500 | 242 | 30100 | 229 | 303 | 69 | 37,63 | 8,60 |
| 123 Ідель-80 БАЗ | 800 | 4000 | 294 | 39500 | 200 | 368 | 74 | 49,38 | 9,88 |
| 124 УПА-60А (60/80) | 800 | 3500 | 243 | 29200 | 229 | 304 | 69 | 36,50 | 8,34 |
| 125 УПА-80 | 800 | 5000 | 243 | 35000 | 160 | 304 | 49 | 43,75 | 7,00 |
| 126 УПР-60/80 Б | 800 | 4000 | 294 | 45700 | 200 | 368 | 74 | 57,13 | 11,43 |
| 127 УПА-80ПХ | 800 | 3500 | 243 | 31000 | 229 | 304 | 69 | 38,75 | 8,86 |
| 128 УПА-80 М | 800 | 5000 | 243 | 27000 | 160 | 304 | 49 | 33,75 | 5,40 |
| 129 УПА-60/80 | 800 | 5000 | 243 | 37800 | 160 | 304 | 49 | 47,25 | 7,56 |
| 130 XJ450 | 800 | 4500 | 325 | 55000 | 178 | 406 | 72 | 68,75 | 12,22 |
| Агрегати з $800 < P_{дон} \leq 1000$ кН | | | | | | | | | |
| 131 FF400 | 820 | 4500 | 320 | 35900 | 182 | 390 | 71 | 43,78 | 7,98 |
| 132 Super 32 | 840 | 3500 | 242 | 36400 | 240 | 288 | 69 | 43,33 | 10,40 |
| 133 Franks 658 | 840 | 3450 | 242 | 36400 | 243 | 288 | 70 | 43,33 | 10,55 |
| 134 Franks 1058 | 890 | 3200 | 257 | 45500 | 278 | 289 | 80 | 51,12 | 14,22 |
| 135 SWR-350 | 900 | 3200 | — | — | 281 | — | — | — | — |
| 136 LTO 350 | 900 | 3040 | 345 | 38700 | 296 | 383 | 113 | 43,00 | 12,73 |
| 137 Apex-2 | 900 | 3200 | 368 | 48000 | 281 | 409 | 115 | 53,33 | 15,00 |
| 138 XJ400 | 900 | 3600 | 323 | 56000 | 250 | 359 | 90 | 62,22 | 15,56 |
| 139 Ti-400 | 912 | 4270 | 312 | 36400 | 214 | 342 | 73 | 39,91 | 8,52 |
| 140 FF600 | 950 | 4500 | 360 | 39500 | 211 | 379 | 80 | 41,58 | 8,78 |
| 141 Franks 1287 | 980 | 4450 | 242 | 38200 | 220 | 247 | 54 | 38,98 | 8,58 |
| 142 XJ450 | 980 | 4500 | 252 | 47000 | 218 | 257 | 56 | 47,96 | 10,44 |
| 143 XJ450 | 980 | 4500 | 343 | 44000 | 218 | 350 | 76 | 44,90 | 9,78 |
| 144 APC-100 | 980 | 3000 | 354 | 60000 | 327 | 361 | 118 | 61,22 | 20,00 |

Продовження таблиці 2

| Модель агрегату | Паспортні технічні показники | | | | Розрахункові показники | | | | |
|--|------------------------------|-------------------|-------------------|-------------|---------------------------|-----------------------------|---------------------------|------------------------|----------------------|
| | $P_{дон}$, кН | $L_{макс}$, м | $N_{пр}$, кВт | M , кг | $P_{дон}/L_{ум}$, Н/м | $N_{пр}/P_{дон}$, Вт/кН | $N_{пр}/L_{ум}$, Вт/м | $M/P_{дон}$, кг/кН | $M/L_{ум}$, кг/м |
| 145 АРБ-100 МЗКТ | 981 | 5000 | 352 | 57000 | 196 | 359 | 70 | 58,10 | 11,40 |
| 146 АРБ-100 БА3 | 981 | 5000 | 345 | 48000 | 196 | 352 | 69 | 48,93 | 9,60 |
| 147 УПР-100 КРАЗ | 981 | 5000 | 294 | 30000 | 196 | 300 | 59 | 30,58 | 6,00 |
| 148 УПР-100 БА3 | 981 | 5000 | 294 | 50000 | 196 | 300 | 59 | 50,97 | 10,00 |
| 149 УПА-100М | 981 | 5000 | 295 | 50400 | 196 | 301 | 59 | 51,38 | 10,08 |
| 150 УПА-100 | 981 | 5000 | 295 | 50400 | 196 | 301 | 59 | 51,38 | 10,08 |
| 151 ПАП-80 (80/100) | 1000 | 4000 | 294 | 44400 | 250 | 294 | 74 | 44,40 | 11,10 |
| 152 МТУ-100ВГ | 1000 | 3000 | 350 | 56400 | 333 | 350 | 117 | 56,40 | 18,80 |
| 153 RR 400 | 1000 | 4570 | 336 | 39600 | 219 | 336 | 74 | 39,60 | 8,67 |
| 154 AD 520 | 1000 | 5500 | 345 | 66000 | 182 | 345 | 63 | 66,00 | 12,00 |
| 155 УПБ-100 КрАЗ | 1000 | 5000 | 294 | 28400 | 200 | 294 | 59 | 28,40 | 5,68 |
| 156 УПБ-100 БА3 | 1000 | 5000 | 294 | 50000 | 200 | 294 | 59 | 50,00 | 10,00 |
| Агрегати з $1000 < P_{дон} \leq 1250$ кН | | | | | | | | | |
| 157 Ideco H30 | 1020 | 4500 | 243 | 46000 | 227 | 238 | 54 | 45,10 | 10,22 |
| 158 Super 38 | 1020 | 4500 | 242 | 41500 | 227 | 237 | 54 | 40,69 | 9,22 |
| 159 Ti-500 | 1080 | 5000 | 350 | 40000 | 216 | 324 | 70 | 37,04 | 8,00 |
| 160 C500 | 1080 | 5000 | 350 | 41500 | 216 | 324 | 70 | 38,43 | 8,30 |
| 161 500HP | 1080 | 4800 | 404 | 42000 | 225 | 374 | 84 | 38,89 | 8,75 |
| 162 SP-550 | 1100 | 4420 | 368 | 38000 | 249 | 335 | 83 | 34,55 | 8,60 |
| 163 550 | 1112 | 3048 | 410 | 56000 | 365 | 369 | 135 | 50,36 | 18,37 |
| 164 LTO 550 | 1113 | 5670 | 375 | 52100 | 196 | 337 | 66 | 46,81 | 9,19 |
| 165 SWR-450 | 1120 | 4260 | — | — | 263 | — | — | — | — |
| 166 K125 | 1120 | 5000 | 239 | — | 224 | 213 | 48 | — | — |
| 167 C400 | 1125 | — | 331 | 26800 | — | 294 | — | 23,82 | — |
| 168 XJ110 | 1125 | 4500 | 354 | — | 250 | 315 | 79 | — | — |
| 169 Ti-600 | 1180 | 5486 | 404 | 40400 | 215 | 342 | 74 | 34,24 | 7,36 |
| 170 TW-100-CA-A5 | 1200 | 4000 | 397 | — | 300 | 331 | 99 | — | — |
| 171 MR-550HP | 1200 | 4000 | 397 | 41900 | 300 | 331 | 99 | 34,92 | 10,48 |
| 172 RR 600 | 1225 | 5490 | 373 | 41700 | 223 | 304 | 68 | 34,04 | 7,60 |
| 173 УПРБ-125 | 1225 | 5400 | 345 | 60000 | 227 | 282 | 64 | 48,98 | 11,11 |
| 174 SWR-550 | 1250 | 4570 | — | — | 274 | — | — | — | — |
| 175 APC-125 | 1250 | 5200 | 397 | 69000 | 240 | 318 | 76 | 55,20 | 13,27 |
| 176 SR500 | 1250 | 5500 | 397 | 61000 | 227 | 318 | 72 | 48,80 | 11,09 |
| 177 P-125 | 1250 | 6500 | 270 | 65000 | 192 | 216 | 42 | 52,00 | 10,00 |
| Агрегати з $P_{дон} > 1250$ кН | | | | | | | | | |
| 178 МП-127Г | 1270 | 2500 | 420 | 64000 | 508 | 331 | 168 | 50,39 | 25,60 |
| 179 ТВ 1300 V | 1300 | 2800 | — | — | 464 | — | — | — | — |
| 180 Hopper | 1330 | 4500 | 415 | 46900 | 296 | 312 | 92 | 35,26 | 10,42 |
| 181 Cabot 750 | 1330 | 4200 | 515 | 46900 | 317 | 387 | 123 | 35,26 | 11,17 |
| 182 XJ650 | 1350 | 7000 | 357 | 56000 | 193 | 264 | 51 | 41,48 | 8,00 |
| 183 Ti-700 | 1350 | 6100 | 515 | 54600 | 221 | 381 | 84 | 40,44 | 8,95 |
| 184 XJ135 | 1350 | 6000 | 485 | — | 225 | 359 | 81 | — | — |
| 185 XJ750 | 1400 | 8000 | 400 | — | 175 | 286 | 50 | — | — |
| 186 XJ1000 | 1500 | 8000 | 420 | 75000 | 188 | 280 | 53 | 50,00 | 9,38 |
| 187 TXJ70 | 1500 | 8200 | 302 | — | 183 | 201 | 37 | — | — |
| 188 TW-125-CA-A6 | 1500 | 5100 | 397 | — | 294 | 265 | 78 | — | — |
| 189 SWR-650 | 1570 | 5480 | — | — | 286 | — | — | — | — |
| 190 XJ650 | 1575 | 5500 | 470 | 55000 | 286 | 298 | 85 | 34,92 | 10,00 |

Продовження таблиці 2

| Модель агрегату | Паспортні технічні показники | | | | Розрахункові показники | | | | |
|------------------|------------------------------|-------------------|-------------------|-------------|---------------------------|-----------------------------|---------------------------|------------------------|----------------------|
| | $P_{доп}$, кН | $L_{макс}$, м | $N_{пр}$, кВт | M , кг | $P_{доп}/L_{ум}$, Н/м | $N_{пр}/P_{доп}$, Вт/кН | $N_{пр}/L_{ум}$, Вт/м | $M/P_{доп}$, кг/кН | $M/L_{ум}$, кг/м |
| 191 SP-650 | 1580 | 5020 | 522 | 46200 | 315 | 330 | 104 | 29,24 | 9,20 |
| 192 TL 1000 | 1580 | 5030 | 522 | 55800 | 314 | 330 | 104 | 35,32 | 11,09 |
| 193 XJ160 | 1580 | 7000 | 492 | — | 226 | 311 | 70 | — | — |
| 194 LTO 750 | 1625 | 6705 | 520 | 65700 | 242 | 320 | 78 | 40,43 | 9,80 |
| 195 SWR-750 | 1800 | 6400 | — | — | 281 | — | — | — | — |
| 196 XJ1200(225T) | 1800 | 2600 | — | 40000 | 692 | — | — | 22,22 | 15,38 |
| 197 XJ180 | 1800 | 8000 | 540 | — | 225 | 300 | 68 | — | — |
| 198 XJ1200 | 1800 | 7500 | — | 75000 | 240 | — | — | 41,67 | 10,00 |
| 199 SWR-1000 | 2250 | 8800 | — | — | 256 | — | — | — | — |

З масиву розрахованих питомих показників технічного рівня $Y_i(X_i)$ та паспортних значень показників призначення X_i $[(X_i = P_{доп}); (X_i = L_{макс})]$ утворено п'ять двовимірних вибірок (X, Y) , які піддано перевірці на приналежність до єдиної генеральної сукупності, за результатами чого з них було вилучено елементи, що не відповідають даному критерію. Методами регресійного аналізу двовимірні масиви апроксимовано монотонними неперервними функціями $Y = f(X)$, позбавленими локальних екстремумів в області задання аргументу.

Дослідження вантажопідйомності агрегатів для ремонту свердловин

Допустиме навантаження на підйомний гак $P_{доп}$ визначається за паспортним показником агрегату, встановленим виробником, а також паспортною характеристикою комплектуючої бурової щогли, що відповідає найбільшій кратності оснастки талевої системи.

Питома вантажопідйомність $P_{доп}/L_{макс}$ має фізичний зміст погонної ваги найважчої трубної колони, що може бути опущена із допомогою досліджуваного агрегату у свердловину, глибина якої дорівнює максимальній глибині $L_{макс}$ обслуговуваних (ремонттованих) свердловин.

Із загальної сукупності чисельністю 199 моделей для дослідження вантажопідйомності відібрано тільки такі, для яких виробником встановлено паспортні числові значення допустимого навантаження на підйомний гак $P_{доп}$ і максимальної глибини обслуговуваної (ремонттованої) свердловини $L_{макс}$, з них відібрано такі моделі, які залишилися після перевірки їх на однорідність.

Потужність залишеної для розгляду сукупної вибірки складала 197 елементів, сама вибірка $[P_{доп}/L_{макс}]$ є репрезентативною, незважаючи на значне розсіяння показників у ній. Вибірка

адекватно відображає сучасну світову номенклатуру виробництва підйомних агрегатів та містить продукцію восьми китайських, десяти американських, сімнадцяти російських, трьох українських, однієї румунської, трьох канадських, трьох німецьких, однієї білоруської та однієї азербайджанської машинобудівних компаній.

Результатом обробки, проведеної за методикою [1], є рівняння (1) – математична модель, яка відображає середньостатистичний технічний рівень агрегатів для ремонту свердловин за параметром вантажопідйомності ($|P_{доп}| = \text{кН}; |L_{макс}| = \text{м}$):

$$P_{доп}/L_{макс} = 166 + 16800/L_{макс}. \quad (1)$$

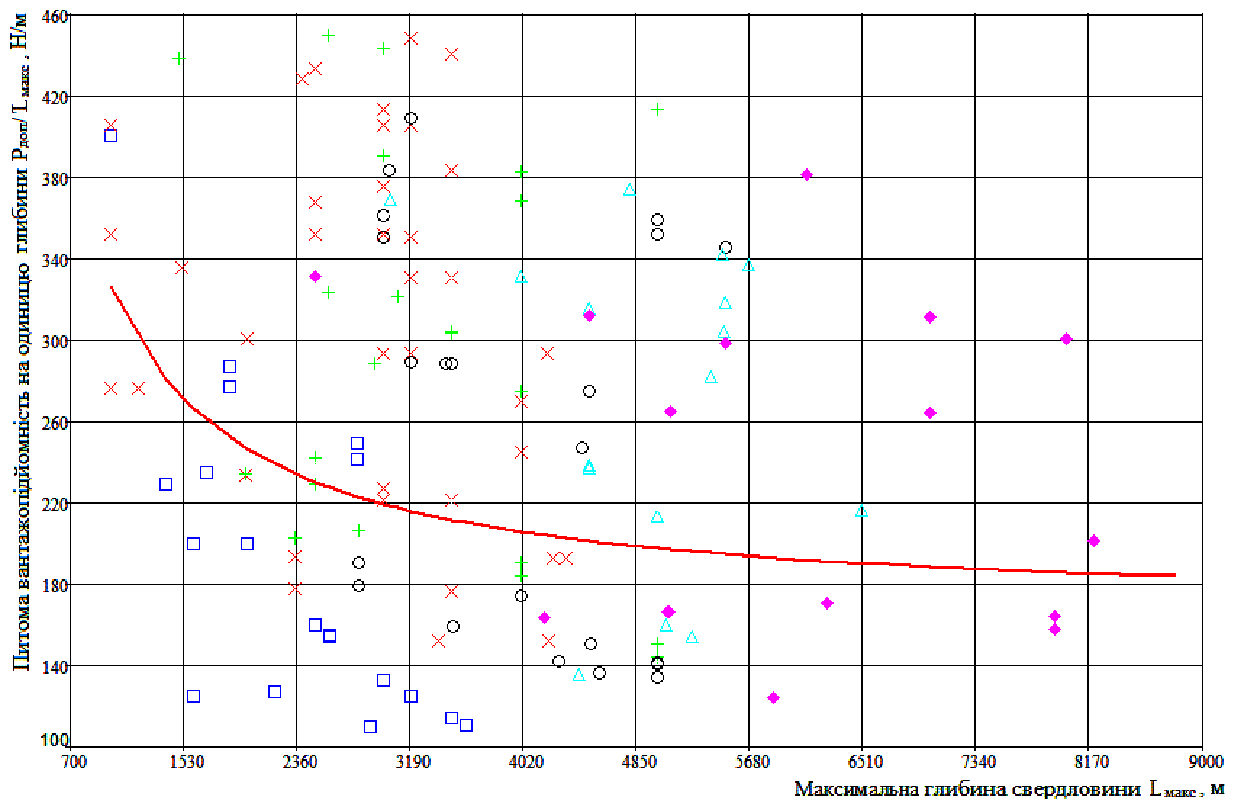
Графік функції $P_{доп}/L_{макс} = f_1(L_{макс})$, побудований за рівнянням (1), наведено на рис. 1. Одержані результати дають змогу визначити глибину обслуговуваних (ремонттованих) свердловин $L_{макс}$ та ємність підсвічників за відомим значенням допустимого навантаження на підйомний гак.

Дослідження енергоозброєності агрегатів для ремонту свердловин

Привод технологічного обладнання підйомних агрегатів здійснюється від двигунів монтажно-транспортної бази (шасі), рідше - від автономної силової установки. Підйомні агрегати з неавтономним головним приводом, хоча і випускаються деякими виробниками, однак у промисловій практиці дуже мало поширені. За інших рівних умов встановлена потужність привода визначає продуктивність агрегату на СП, виконання яких займає значну частку в балансі календарного часу ремонтних робіт.

Метою дослідження є оцінка середньостатистичного технічного рівня агрегатів для ремонту свердловин за одиничним показником потужності привода підйомного комплексу.

Задачу визначення технічного рівня ремонтних агрегатів за одиничним показником енергоозброєності розв'язано із застосуванням методики [1] через питомі показники, згруповані



Фактичні дані $P_{дон}/L_{макс}$:

- – при $P_{дон} \leq 400$ кН; × – при $400 < P_{дон} \leq 600$ кН; + – при $600 < P_{дон} \leq 800$ кН;
 ○ – при $800 < P_{дон} \leq 1000$ кН; △ – при $1000 < P_{дон} \leq 1250$ кН; ◆ – при $P_{дон} > 1250$ кН;
 — – апроксимуючі функції $P_{дон}/L_{макс} = f(L_{макс})$ для агрегатів з $300 \leq P_{дон} \leq 1500$ кН

Рисунок 1 – Залежність питомої вантажопідйомності $P_{дон}/L_{ум}$ від максимальної глибини свердловини $L_{ум}$

у двовимірні вибірки: $[N_{пр}/P_{дон}, P_{дон}]$ і $[N_{пр}/L_{макс}, L_{макс}]$, які після перевірки на однорідність та вилучення неоднорідних членів мали потужність 174 і 172 парних елементів відповідно. Отримані емпіричні апроксимуючі рівняння, якими описуються залежності $N_{пр}/P_{дон} = f_2(P_{дон})$ та $N_{пр}/L_{макс} = f_3(L_{макс})$, мають вигляд (2, 3), ними описується середньостатистичний технічний рівень підйомних агрегатів за одиничним показником енергоозброєності, встановлений за дослідженою сукупністю моделей. Графіки цих функцій наведено на рисунках 2 і 3.

$$N_{пр}/P_{дон} = 214 + 104007/P_{дон}, \quad (2)$$

$$N_{пр}/L_{макс} = 39 + 138258/L_{макс}. \quad (3)$$

Дослідження матеріаломісткості агрегатів для ремонту свердловин

Матеріаломісткість серійних моделей агрегатів визначає витрату конструкційних матеріалів на виготовлення, на вартість їх обробки і складальних робіт, а також лімітну ціну агрегату. Для аналізу матеріаломісткості прийнято паспортну масу M агрегатів в стандартній (базовій) комплектації.

За паспортними значеннями показників призначення $P_{дон}$, $L_{макс}$ і маси M агрегатів обчислено показники питомої матеріаломісткості на одиницю вантажопідйомності $M/P_{дон}$, кг/кН, та на одиницю максимальної глибини ремонтної (обслуговуваної) свердловини $M/L_{макс}$, кг/м (табл.2). Потужність двох сформованих двовимірних вибірок $[M/P_{дон}, P_{дон}]$ і $[M/L_{макс}, L_{макс}]$ становила 164 і 163 елементи відповідно.

Вихідну інформацію апроксимовано функціональними залежностями (4, 5), їх графіки подано на рис. 4, 5. Таким чином віднайдено математичні моделі технічного рівня агрегатів для ремонту і обслуговування свердловин за одиничним показником матеріаломісткості:

$$M/P_{дон} = 178 - 19,5 \cdot \ln(P_{дон}), \quad (4)$$

$$M/L_{макс} = 3,7 + 22297/L_{макс} \quad (5)$$

Як вказано вище, для підйомного агрегату кожної моделі обчислено від одного до п'яти (в залежності від наявної вихідної інформації) питомих одиничних показників технічного рівня. За віднайденими рівняннями регресії (1-5) для кожного одиничного показника також можна обчислити таке його значення, яке відповідає середньостатистичному технічному рівню.

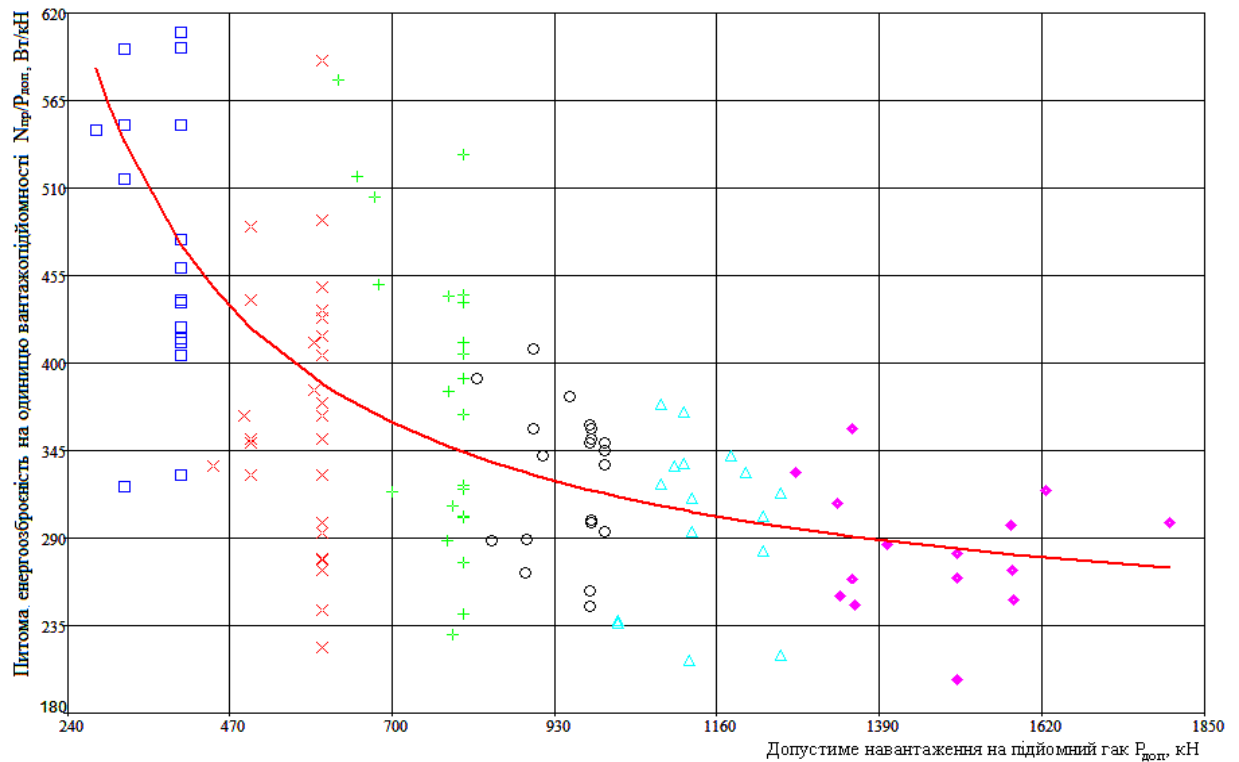
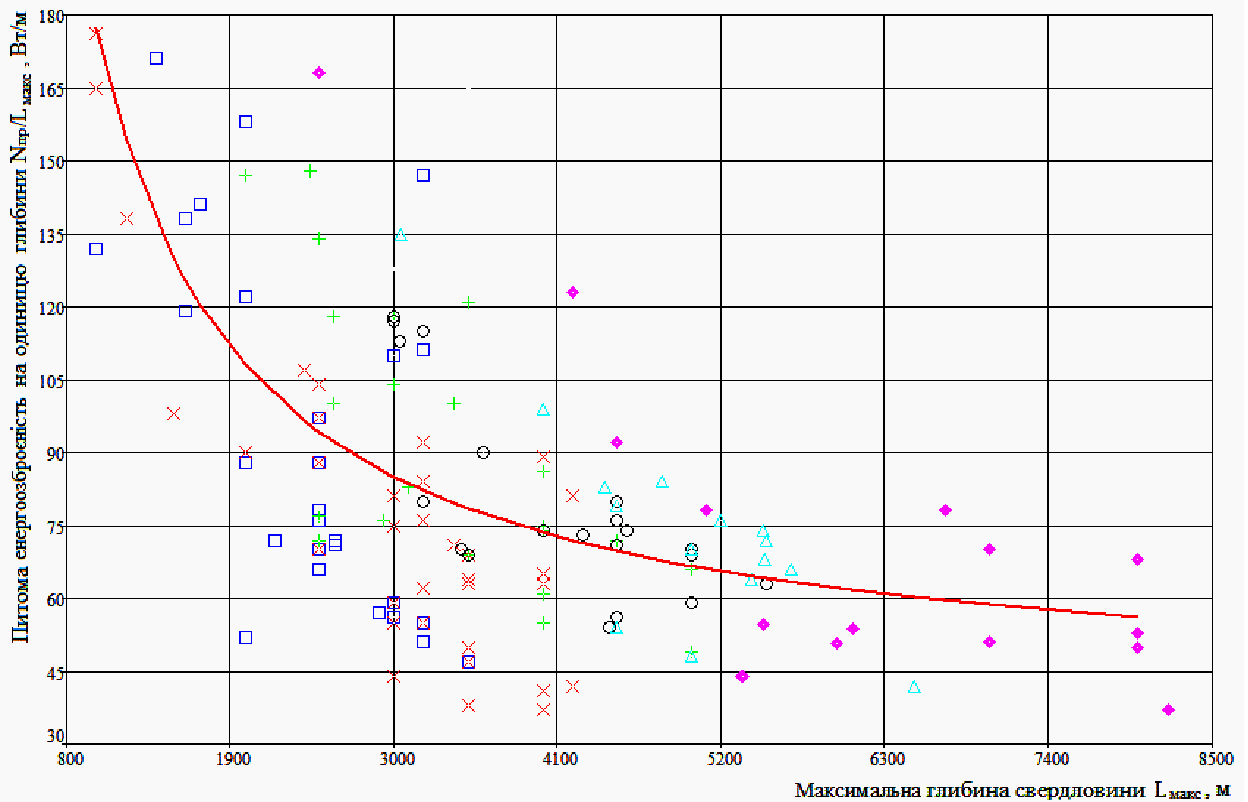


Рисунок 2 – Залежність питомої енергозбросності $N_{пр}/P_{доп}$ від вантажопідйомності $P_{доп}$ агрегата



Фактичні дані $N_{пр}/P_{доп}$ (рис.2); $N_{пр}/L_{макс}$ (рис.3):

- – при $P_{доп} \leq 400$ кН; × – при $400 < P_{доп} \leq 600$ кН; + – при $600 < P_{доп} \leq 800$ кН;
- – при $800 < P_{доп} \leq 1000$ кН; △ – при $1000 < P_{доп} \leq 1250$ кН; ◆ – при $P_{доп} > 1250$ кН;
- – апроксимуючі функції $N_{пр}/P_{доп} = f(P_{доп})$ (рис.2); $N_{пр}/L_{макс} = f(L_{макс})$ (рис.3)
для агрегатів з $300 \leq P_{доп} \leq 1500$ кН

Рисунок 3 – Залежність питомої енергозбросності $N_{пр}/L_{макс}$ від максимальної глибини свердловини $L_{макс}$

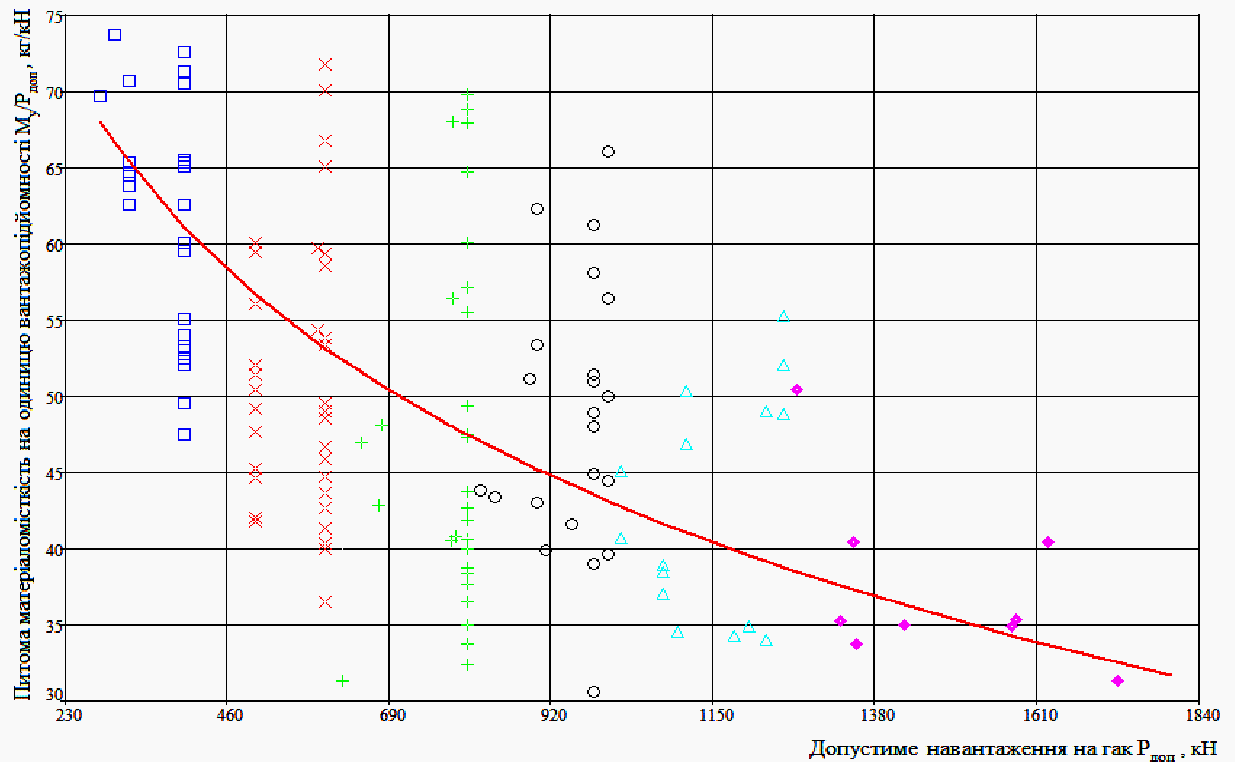
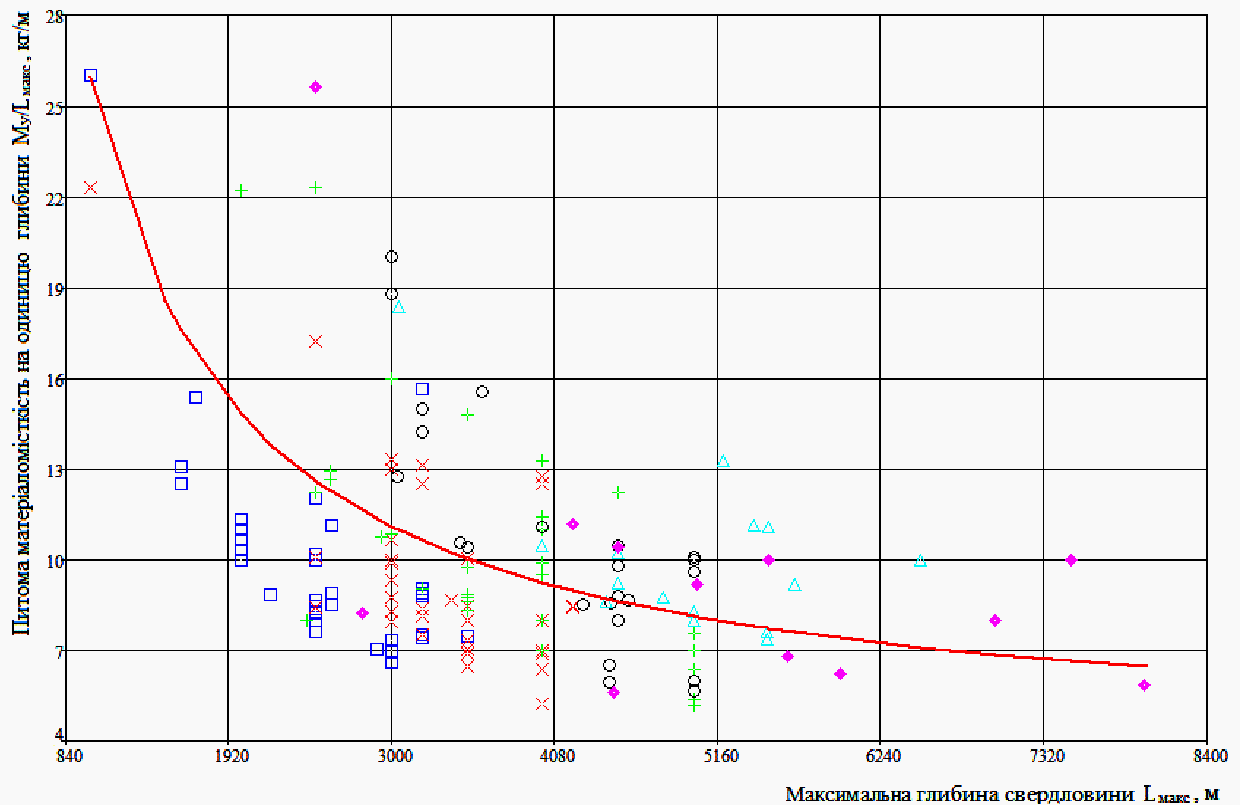


Рисунок 4 – Залежність питомої матеріаломісткості $M/P_{доп}$ від вантажопідйомності $P_{доп}$ агрегата



Фактичні дані $M/P_{доп}$ (рис.4); $M/L_{макс}$ (рис.5):

- – при $P_{доп} \leq 400$ кН; × – при $400 < P_{доп} \leq 600$ кН; + – при $600 < P_{доп} \leq 800$ кН;
- – при $800 < P_{доп} \leq 1000$ кН; △ – при $1000 < P_{доп} \leq 1250$ кН; ◆ – при $P_{доп} > 1250$ кН;
- – апроксимуючі функції $M/P_{доп} = f(P_{доп})$ (рис.4); $M/L_{макс} = f(L_{макс})$ (рис.5)
для агрегатів з $300 \leq P_{доп} \leq 1500$ кН

Рисунок 5 – Залежність питомої матеріаломісткості $M/L_{макс}$ від максимальної глибини свердловини $L_{макс}$

Позитивна різниця між двома значеннями одного показника питомої вантажопідйомності і енергоозброєності та негативна - для матеріаломісткості вказує на перевіршення агрегатом даної моделі середньостатистичного технічного рівня. Саме такі агрегати слід розглядати, як потенційно перспективні варіанти при розв'язку проблем освоєння виробництва нових моделей, закупівлі ліцензій, оновлення наявного парку та імпорту обладнання. Зручніше, швидше та простіше, але з меншою точністю технічний рівень агрегату за будь-яким одиничним показником визначається графічним методом із застосуванням рисунків 1-5. Для цього достатньо поставити в одну із зображених на них координатних систем «досліджуваній питомий одиничний показник - показник призначення» точку, що відповідає оцінюваному агрегату. Перебування такої точки над графіком середньостатистичного рівня на рисунках 1-3 і під графіком на рисунках 4, 5 вказує на агрегат, технічний рівень якого перевищує середньостатистичний.

Однак, отримана оцінка є якісною: «агрегат за своїми показниками відповідає середньостатистичному технічному рівню, перевищує або не досягає його». Крім зазначеного доволі імовірною є ситуація, в якій агрегат однієї моделі матиме одні одиничні показники понад середньостатистичний технічний рівень, а інші - нижчі за нього. В такому випадку за відсутності пріоритетів оцінка технічного рівня стає суперечливою, тобто неможливою.

Ефективні управлінські техніко-економічні рішення повинні прийматися на основі точної числової інформації. Виходячи з цього обробку продовжено за наступною методикою:

- вибірки, складені з числових значень кожного з одиничних показників, впорядковано за зростанням (вибірки $P_{\text{лоп}} / L_{\text{макс}}, N_{\text{пр}} / P_{\text{лоп}}, N_{\text{пр}} / L_{\text{макс}}$) та за зменшенням (вибірки $M / L_{\text{макс}}, M / P_{\text{лоп}}$). У впорядкованих вибірках обчислено число їх членів, кожному агрегату, що має ненульове значення розгляданого показника, присвоєний порядковий номер;

- порядковий номер N_i моделі агрегату у вибірці замінено на його зворотну величину-рейтинг N_i^{-1} , тим самим усунуено вплив різного числа елементів у вибірках різних одиничних показників, для будь-якого показника $0 < N_i^{-1} \leq 1$;

- у вихідних розрахункових даних (таблиця 2) ненульові абсолютні значення одиничних показників технічного рівня (стовпці 7-12) замінено рейтингами N_i^{-1} ;

- по агрегатах кожної моделі підсумовано рейтинги за ненульовими одиничними показниками технічного рівня (стовпці 7-12), суму поділено на число показників; таким чином отримано коректну та адекватну безрозмірну числову оцінку технічного рівня. Що ближчою

до нуля є оцінка, то вищим є технічний рівень моделі агрегату;

- агрегати згруповано за виробниками, обчислений приведений середній рейтинг продукції кожного виробника (таблиця 3). Рейтинги виробників, обчислені менш, ніж для двох моделей (в таблиці 3 виділено сірим), не слід брати до уваги.

Виходячи з отриманих результатів аналізу можна зробити такі висновки.

Виробництво підйомних агрегатів в Росії здійснюється численними виготовлювачами, з них більшість не має власних конструкторських підрозділів, тому виробляються агрегати застарілих моделей з доволі низьким технічним рівнем. Аргументів на користь закупівлі агрегатів в Росії в металі та проектно-конструкторської документації не віднайдено.

Доволі високий рейтинг агрегатів китайського виробництва зумовлений насамперед тим, що воно здійснюється переважно за ліцензіями, придбаними у провідних світових виробників, агрегати оснащуються імпортними комплектами. Поряд із тим в КНР останнім часом з'явилися численні виробники з обмеженими виробничими можливостями, які копіюють продукцію кращих підприємств на нижчому рівні, хоча і з такими ж технічними показниками.

Рейтинг виробника за сукупною номенклатурою виробництва, що перевищує значення 0,500, вказує на те, що в середньому його продукція не досягає середньостатистичного технічного рівня. При цьому в номенклатурі його виробництва можуть бути агрегати з технічним рівнем, що перевищує середньостатистичний. Співпраця з такими виробниками доцільна хіба що у формі закупівлі агрегатів окремих моделей з вищим технічним рівнем та ліцензій на їх виробництво.

При ретельному перегляді даних таблиці 3 серед усіх агрегатів з повним набором одиничних показників технічного рівня виявлено лише 10 моделей, в яких усі ці показники мають рейтинг, менший за 0,500. Інакше кажучи, переважаючи більшість досліджених моделей агрегатів мають незадовільні (нижчі за середньостатистичний рівень) значення одного і більше одиничних показників технічного рівня.

В проведеному аналізі не розглядалися дуже важливі показники ціни та надійності агрегатів, що не дає повного уявлення про їх якість. Дослідження цін є темою наступної роботи співавторів, що ж стосується надійності, то вище розглянуто виключно серійні моделі агрегатів, що тривалий час перебувають у виробництві та/або в експлуатації, ці моделі витримали конкурентну боротьбу на внутрішніх та (частково) - на світовому ринках, тому очевидно ненадійних серед них немає.

Номенклатура власного виробництва підйомних агрегатів в Україні представлена застарілими моделями, виготовлення більшості з яких припинено або призупинено через недостатній попит. Вона не задовольняє потреб нафтогазового комплексу та не відповідає струк-

Таблиця 3 – Результати кваліметричного аналізу моделей підйомних агрегатів для ремонту свердловин та продукції їх виробників

| Модель, марка, шифр агрегату | Виробник, країна | Рейтинг | | | | | |
|---|--|---------|-------|-------|-------|-------|--------------|
| | | 1) | 2) | 3) | 4) | 5) | Σ/n |
| 1 WGG5240TXJ | Dongying Jianxin Petroleum Equipment Co., КНР | 0,980 | 0,178 | 0,640 | 0,018 | 0,656 | 0,494 |
| 2 XJ450 | | 0,348 | 0,822 | 0,669 | 0,567 | 0,245 | 0,530 |
| Рейтинг виробника за сукупною номенклатурою виробництва | | 0,664 | 0,500 | 0,655 | 0,293 | 0,451 | 0,512 |
| 3 A2-32 | ВАТ «Красний пролетарій», Росія | 0,952 | 0,594 | 0,773 | 0,213 | 0,954 | 0,697 |
| 4 A4-32 | | 0,952 | 0,046 | 0,372 | 0,186 | 0,926 | 0,496 |
| 5 СУРС-40 | | 0,807 | 0,624 | 0,773 | 0,213 | 0,693 | 0,622 |
| 6 A5-40М | | 0,896 | 0,675 | 0,898 | 0,424 | 0,969 | 0,772 |
| 7 A5-40ТС | | 0,066 | 0,739 | 0,442 | 0,652 | 0,595 | 0,499 |
| 8 A7-60 | | 0,711 | 0,529 | 0,657 | 0,262 | 0,420 | 0,516 |
| 9 A7-60М | | 0,685 | 0,440 | 0,573 | 0,287 | 0,420 | 0,481 |
| 10 УПА-60А(60/80) | | 0,685 | 0,983 | 0,980 | 0,814 | 0,868 | 0,866 |
| 11 А8-80 | | 0,510 | 0,833 | 0,750 | 0,582 | 0,387 | 0,612 |
| Рейтинг виробника за сукупною номенклатурою виробництва | | 0,696 | 0,607 | 0,691 | 0,404 | 0,692 | 0,618 |
| 12 IC 5 Te | Upret-OM3, Румунія | 0,970 | 0,546 | 0,826 | 0,098 | 0,939 | 0,676 |
| 13 TW 32 CA A3 | | 0,660 | 0,052 | 0,186 | — | — | 0,299 |
| 14TW-40-CA-A4 | | 0,599 | 0,115 | 0,250 | 0,152 | 0,528 | 0,329 |
| 15 TW-70-CA-A4 | | 0,391 | 0,299 | 0,279 | — | — | 0,323 |
| 16 TW-80-CA-A5 | | 0,239 | 0,615 | 0,424 | — | — | 0,426 |
| 17 TW-100-CA A5 | | 0,109 | 0,319 | 0,102 | — | — | 0,177 |
| 18 TW-125-CA-A6 | | 0,076 | 0,609 | 0,215 | — | — | 0,300 |
| Рейтинг виробника за сукупною номенклатурою виробництва | | 0,435 | 0,365 | 0,326 | 0,036 | 0,210 | 0,361 |
| 19 АЗИНМАШ-37А | ВАТ «Азнафтохіммаш», Азербайджан | 0,995 | 0,560 | 0,907 | 0,195 | 0,982 | 0,728 |
| 20 УПА-32 | | 0,739 | 0,092 | 0,297 | 0,213 | 0,810 | 0,430 |
| 21 УПГА-32 | | 0,868 | 0,494 | 0,677 | 0,186 | 0,847 | 0,614 |
| 22 АЗИНМАШ-40 | | 0,896 | 0,017 | 0,157 | 0,351 | 0,914 | 0,467 |
| 23 АЗИНМАШ-60 | | 0,574 | 0,874 | 0,858 | 0,762 | 0,755 | 0,765 |
| 24 АЗИНМАШ-80 | | 0,685 | 0,144 | 0,419 | 0,963 | 0,945 | 0,631 |
| 25 УПА-100М | | 0,464 | 0,583 | 0,520 | 0,448 | 0,206 | 0,444 |
| Рейтинг виробника за сукупною номенклатурою виробництва | | 0,746 | 0,395 | 0,548 | 0,445 | 0,780 | 0,583 |
| 26 АОРС-40 | ВАТ Стрийський завод «Металіст», Україна | 0,807 | 0,730 | 0,820 | 0,037 | 0,491 | 0,577 |
| 27 АОРС-60Т | | 0,028 | 0,925 | 0,500 | 0,555 | 0,337 | 0,469 |
| 28 АОРС-60 | | 0,028 | 0,440 | 0,128 | 0,372 | 0,190 | 0,232 |
| 29 АОРС-80 | | 0,368 | 0,718 | 0,596 | 0,884 | 0,601 | 0,633 |
| Рейтинг виробника за сукупною номенклатурою виробництва | | 0,308 | 0,703 | 0,511 | 0,462 | 0,405 | 0,478 |
| 30 АПРС-40М | АТ «Петропавловський завод важкого машинобудування», Казахстан | 0,807 | 0,190 | 0,485 | 0,402 | 0,890 | 0,555 |
| 31 АПРС-40К | | 0,807 | 0,511 | 0,689 | 0,582 | 0,988 | 0,715 |
| 32 ПТП-40 | | 0,188 | 0,948 | 0,808 | 0,162 | 0,411 | 0,503 |
| 33 ПАП-50 | | 0,843 | 0,477 | 0,698 | 0,530 | 0,828 | 0,675 |
| 34 ПАП-60 (60/80) | | 0,510 | 0,833 | 0,750 | 0,921 | 0,739 | 0,751 |
| 35 ПАП-80 (80/100) | | 0,213 | 0,638 | 0,401 | 0,659 | 0,270 | 0,436 |
| Рейтинг виробника за сукупною номенклатурою виробництва | | 0,561 | 0,600 | 0,639 | 0,543 | 0,688 | 0,606 |
| 36 УПА-60А | ВАТ «Ішимбайський машинобудівний завод», Росія | 0,574 | 0,983 | 0,965 | 0,677 | 0,706 | 0,781 |
| 37 А80/100 | | 0,716 | 0,664 | 0,794 | 0,771 | 0,712 | 0,731 |
| Рейтинг виробника за сукупною номенклатурою виробництва | | 0,645 | 0,824 | 0,880 | 0,724 | 0,709 | 0,756 |
| 38 УПБ-40А | ВАТ Механічний завод «Калязінський», Росія | 0,896 | 0,624 | 0,858 | 0,509 | 0,994 | 0,776 |
| 39 УПТ-40 | | 0,964 | 0,744 | 0,940 | 0,140 | 0,748 | 0,707 |
| 40 УПТ1-50 | | 0,843 | 0,997 | 0,997 | 0,628 | 0,933 | 0,880 |
| 41 УПБ-50А | | 0,726 | 0,739 | 0,858 | 0,573 | 0,801 | 0,739 |
| 42 УПТ-50 | | 0,843 | 0,845 | 0,940 | 0,323 | 0,681 | 0,726 |

Продовження таблиці 3

| Модель, марка, шифр агрегату | Виробник, країна | Рейтинг | | | | | |
|---|---|---------|-------|-------|-------|-------|--------------|
| | | 1) | 2) | 3) | 4) | 5) | Σ/n |
| 43 УПБ-60А | ВАТ Механічний завод «Калязінський», Росія | 0,574 | 0,440 | 0,456 | 0,613 | 0,632 | 0,543 |
| Рейтинг виробника за сукупною номенклатурою виробництва | | 0,808 | 0,732 | 0,842 | 0,464 | 0,798 | 0,729 |
| 44 АР-32 | ВАТ «Кунгурський машинобудівний завод», Росія | 0,807 | 0,744 | 0,840 | 0,366 | 0,877 | 0,727 |
| 45 АР-50 | | 0,726 | 0,213 | 0,456 | 0,250 | 0,540 | 0,437 |
| 46 АР-60Н | | 0,604 | 0,420 | 0,456 | 0,360 | 0,475 | 0,463 |
| 47 АР-60 | | 0,574 | 0,440 | 0,456 | 0,384 | 0,475 | 0,466 |
| 48 А60/80М1 БАЗ | | 0,536 | 0,328 | 0,390 | 0,305 | 0,276 | 0,367 |
| 49 А60/80М1 МЗКТ | | 0,536 | 0,098 | 0,221 | 0,110 | 0,104 | 0,214 |
| 50 А60/80 М | | 0,528 | 0,664 | 0,631 | 0,771 | 0,574 | 0,634 |
| 51 А60/80 | | 0,510 | 0,833 | 0,750 | 0,829 | 0,574 | 0,699 |
| 52 УПА-60А (60/80) | | 0,368 | 0,698 | 0,573 | 0,896 | 0,644 | 0,636 |
| 53 УПА-80 | | 0,685 | 0,698 | 0,794 | 0,671 | 0,589 | 0,687 |
| 54 АРБ-100 МЗКТ | | 0,464 | 0,253 | 0,320 | 0,293 | 0,135 | 0,293 |
| 55 АРБ-100 БАЗ | | 0,464 | 0,333 | 0,343 | 0,543 | 0,288 | 0,394 |
| Рейтинг виробника за сукупною номенклатурою виробництва | | 0,567 | 0,477 | 0,519 | 0,482 | 0,463 | 0,501 |
| 56 АПРС-50К | ВАТ «Виробниче об'єднання Єлабужський автомобільний завод», Росія | 0,619 | 0,213 | 0,372 | 0,473 | 0,663 | 0,468 |
| 57 АПРС-50П | | 0,619 | 0,739 | 0,773 | 0,723 | 0,902 | 0,751 |
| 58 АПРС-50КАМ | | 0,619 | 0,213 | 0,372 | 0,473 | 0,669 | 0,469 |
| 59 АПР-60/80 | | 0,655 | 0,440 | 0,512 | 0,530 | 0,620 | 0,551 |
| 60 АПР-80 БАЗ | | 0,368 | — | — | 0,878 | 0,558 | 0,601 |
| 61 АПР-80 GLOROS | | 0,368 | — | — | 0,713 | 0,460 | 0,514 |
| 62 УПР-100 КРАЗ | | 0,464 | 0,601 | 0,538 | 0,976 | 0,779 | 0,672 |
| 63 УПР-100 БАЗ | | 0,464 | 0,601 | 0,538 | 0,463 | 0,230 | 0,459 |
| Рейтинг виробника за сукупною номенклатурою виробництва | | 0,522 | 0,351 | 0,388 | 0,654 | 0,610 | 0,561 |
| 64 Ідель-50 | ТОВ «Ідель Нафтомаш», Росія | 0,843 | 0,213 | 0,573 | 0,323 | 0,681 | 0,527 |
| 65 А-50МБ | | 0,789 | 0,874 | 0,951 | 0,277 | 0,509 | 0,680 |
| 66 УПА-60 | | 0,640 | 0,440 | 0,494 | 0,646 | 0,699 | 0,584 |
| 67 УПА-60А(60/80) | | 0,685 | 0,983 | 0,980 | 0,814 | 0,868 | 0,866 |
| 68 Ідель-80 | | 0,510 | 0,698 | 0,631 | 0,829 | 0,574 | 0,648 |
| 69 Ідель-80 БАЗ | | 0,510 | 0,391 | 0,401 | 0,518 | 0,350 | 0,434 |
| 70 УПА-100 | | 0,464 | 0,583 | 0,520 | 0,448 | 0,206 | 0,444 |
| Рейтинг виробника за сукупною номенклатурою виробництва | | 0,634 | 0,597 | 0,650 | 0,551 | 0,555 | 0,598 |
| 71 УПА-50-1У | ДП «Харківський завод транспортного устаткування», Україна | 0,843 | 0,739 | 0,922 | 0,277 | 0,626 | 0,681 |
| 72 УПА-60Х | | 0,574 | 0,874 | 0,858 | 0,509 | 0,546 | 0,672 |
| 73 УПА-80ПХ | | 0,368 | 0,698 | 0,573 | 0,866 | 0,552 | 0,611 |
| Рейтинг виробника за сукупною номенклатурою виробництва | | 0,595 | 0,770 | 0,784 | 0,551 | 0,575 | 0,655 |
| 74 А2-32К | ВАТ «Промислове Нафтогазове Об'єднання», Росія | 0,952 | 0,560 | 0,840 | 0,213 | 0,954 | 0,704 |
| 75 АР32/40М | | 0,685 | 0,023 | 0,058 | 0,396 | 0,801 | 0,393 |
| 76 АР32/40М.011 | | 0,685 | 0,086 | 0,273 | 0,351 | 0,767 | 0,432 |
| 77 УПА-60М | | 0,640 | 0,874 | 0,878 | 0,899 | 0,819 | 0,822 |
| 78 УПА-80 М | | 0,685 | 0,698 | 0,794 | 0,957 | 0,908 | 0,808 |
| Рейтинг виробника за сукупною номенклатурою виробництва | | 0,729 | 0,448 | 0,569 | 0,563 | 0,850 | 0,632 |
| 79 А-50М | ВАТ «Сейсмотехніка», Білорусія | 0,789 | 0,874 | 0,951 | 0,723 | 0,896 | 0,847 |
| 80 УПА-60А 60/80М | | 0,759 | 0,966 | 0,971 | 0,613 | 0,739 | 0,810 |
| 81 АП-80 | | 0,046 | 0,391 | 0,110 | 0,335 | 0,067 | 0,190 |
| 82 АП-80А | | 0,204 | 0,080 | 0,084 | 0,250 | 0,092 | 0,142 |
| 83 АРС-100 | | 0,081 | 0,247 | 0,084 | 0,238 | 0,018 | 0,134 |
| Рейтинг виробника за сукупною номенклатурою виробництва | | 0,376 | 0,512 | 0,440 | 0,432 | 0,362 | 0,425 |

Продовження таблиці 3

| Модель, марка, шифр агрегату | Виробник, країна | Рейтинг | | | | | |
|---|---|---------|-------|-------|-------|-------|--------------|
| | | 1) | 2) | 3) | 4) | 5) | Σ/n |
| 84 АК-60 | Сумське машинобудівне науково-виробниче об'єднання ім. М.В. Фрунзе, Україна | 0,574 | 0,914 | 0,913 | 0,162 | 0,301 | 0,573 |
| 85 КОРО-1-80 | | 0,368 | 0,029 | 0,047 | 0,177 | 0,074 | 0,139 |
| Рейтинг виробника за сукупною номенклатурою виробництва | | 0,471 | 0,472 | 0,480 | 0,170 | 0,188 | 0,356 |
| 86 УПА-60/80 | ВАТ «Бежицький дослідно-експериментальний завод», Росія | 0,685 | 0,698 | 0,794 | 0,591 | 0,515 | 0,657 |
| 87 УПБ -100 БАЗ | | 0,429 | 0,638 | 0,538 | 0,497 | 0,230 | 0,466 |
| 88 УПБ-100 КрАЗ | | 0,429 | 0,638 | 0,538 | 0,988 | 0,840 | 0,687 |
| Рейтинг виробника за сукупною номенклатурою виробництва | | 0,514 | 0,658 | 0,623 | 0,692 | 0,528 | 0,603 |
| 89 SD | National Oilwell Varco, США | 0,553 | 0,063 | 0,169 | — | — | 0,262 |
| 90 Super 32 | | 0,284 | 0,767 | 0,596 | 0,686 | 0,374 | 0,541 |
| 91 Franks 658 | | 0,269 | 0,767 | 0,552 | 0,686 | 0,368 | 0,528 |
| 92 Franks 1058 | | 0,162 | 0,736 | 0,436 | 0,457 | 0,172 | 0,393 |
| 93 Franks 1287 | | 0,335 | 0,856 | 0,706 | 0,854 | 0,429 | 0,636 |
| 94 Super 38 | | 0,307 | 0,897 | 0,721 | 0,780 | 0,344 | 0,610 |
| 95 Hopper | | 0,102 | 0,402 | 0,140 | 0,912 | 0,252 | 0,362 |
| 96 Cabot 750 | | 0,061 | 0,069 | 0,023 | 0,912 | 0,196 | 0,252 |
| Рейтинг виробника за сукупною номенклатурою виробництва | | 0,259 | 0,570 | 0,418 | 0,661 | 0,267 | 0,448 |
| 97 XJ90T | RG Petro-machinery Co., КНР | 0,759 | 0,368 | 0,622 | 0,707 | 0,859 | 0,663 |
| 98 XJ90 | | 0,640 | 0,195 | 0,384 | — | — | 0,406 |
| 99 XJ110 | | 0,178 | 0,483 | 0,262 | — | — | 0,308 |
| 100 XJ135 | | 0,244 | 0,126 | 0,151 | — | — | 0,174 |
| 101 TXJ70 | | 0,482 | 0,925 | 0,872 | — | — | 0,760 |
| 102 XJ160 | | 0,228 | 0,282 | 0,198 | — | — | 0,236 |
| 103 XJ180 | | 0,218 | 0,305 | 0,192 | — | — | 0,238 |
| Рейтинг виробника за сукупною номенклатурою виробництва | | 0,393 | 0,383 | 0,383 | 0,101 | 0,123 | 0,398 |
| 104 Ti-300 | Taylor Rigs LLC, Велика Британія | 0,259 | 0,132 | 0,163 | 0,561 | 0,380 | 0,299 |
| 105 FF400 | | 0,594 | 0,230 | 0,360 | 0,665 | 0,521 | 0,474 |
| 106 Ti-400 | | 0,396 | 0,471 | 0,355 | 0,841 | 0,485 | 0,510 |
| 107 FF600 | | 0,401 | 0,172 | 0,244 | 0,750 | 0,399 | 0,393 |
| 108 Ti-500 | | 0,323 | 0,463 | 0,328 | 0,890 | 0,442 | 0,489 |
| 109 C500 | | 0,323 | 0,463 | 0,328 | 0,872 | 0,393 | 0,476 |
| 110 Ti-600 | | 0,315 | 0,241 | 0,238 | 0,945 | 0,503 | 0,448 |
| 111 500HP | | 0,299 | 0,138 | 0,174 | 0,860 | 0,362 | 0,367 |
| 112 Ti-700 | | 0,264 | 0,075 | 0,076 | 0,799 | 0,239 | 0,291 |
| Рейтинг виробника за сукупною номенклатурою виробництва | | 0,353 | 0,265 | 0,252 | 0,798 | 0,414 | 0,416 |
| 113 УПР-60/80 БГ | ВАТ «Брянський автомобільний завод», Росія | 0,640 | 0,109 | 0,267 | 0,125 | 0,294 | 0,287 |
| 114 УПРБ-125 | | 0,254 | 0,575 | 0,413 | 0,530 | 0,110 | 0,376 |
| Рейтинг виробника за сукупною номенклатурою виробництва | | 0,447 | 0,342 | 0,340 | 0,328 | 0,202 | 0,332 |
| 115 УПР-32Т | Нижегородський машинобудівний завод, Росія | 0,952 | 0,290 | 0,689 | 0,171 | 0,920 | 0,604 |
| 116 АПРС-40 | | 0,807 | 0,190 | 0,485 | 0,402 | 0,890 | 0,555 |
| Рейтинг виробника за сукупною номенклатурою виробництва | | 0,880 | 0,240 | 0,587 | 0,287 | 0,905 | 0,580 |
| 117 УП-32/40 | Нафтокамський машинобудівний завод, Росія | 0,896 | 0,675 | 0,898 | 0,409 | 0,963 | 0,768 |
| 118 УП-50Т | | 0,843 | 0,739 | 0,922 | 0,323 | 0,681 | 0,702 |
| Рейтинг виробника за сукупною номенклатурою виробництва | | 0,870 | 0,707 | 0,910 | 0,366 | 0,822 | 0,735 |
| 119 УПТ-32 | Бакинський машинобудівний завод ім. Саттархана, Азербайджан | 0,868 | 0,971 | 0,988 | 0,073 | 0,730 | 0,726 |
| 120 УПТ1-50Б | | 0,843 | 0,997 | 0,997 | 0,439 | 0,785 | 0,812 |
| Рейтинг виробника за сукупною номенклатурою виробництва | | 0,856 | 0,984 | 0,993 | 0,256 | 0,758 | 0,769 |
| 121 XJ20 | Tonghua Petro-Chemical Machinery Manufacture Co, КНР | 1,000 | — | — | — | — | 1,000 |
| 122 THS5160TXJ | | 0,881 | — | — | — | — | 0,881 |
| 123 XJ60 | | 0,987 | 0,273 | 0,706 | 0,030 | 0,791 | 0,557 |

Продовження таблиці 3

| Модель, марка, шифр агрегату | Виробник, країна | Рейтинг | | | | | |
|---|--|---------|-------|-------|-------|-------|--------------|
| | | 1) | 2) | 3) | 4) | 5) | Σ/n |
| 124 XJ250 | Tonghua Petro-Chemical Machinery Manufacture Co, КНР | 0,492 | — | — | 0,701 | 0,613 | 0,602 |
| 125 XJ250T | | 0,822 | 0,534 | 0,727 | 0,052 | 0,534 | 0,534 |
| 126 TJ50 | | 0,726 | — | — | — | — | 0,726 |
| 127 XJ50 | | 0,909 | — | — | 0,738 | 1,000 | 0,882 |
| 128 XJ350 | | 0,759 | 0,034 | 0,203 | 0,024 | 0,166 | 0,237 |
| 129 XJ350L | | 0,759 | 0,261 | 0,558 | 0,012 | 0,147 | 0,347 |
| 130 XJ250L | | 0,926 | 0,006 | 0,006 | 0,006 | 0,080 | 0,205 |
| 131 XJ450 | | 0,609 | 0,155 | 0,349 | 0,104 | 0,117 | 0,267 |
| 132 XJ750 | | 0,543 | 0,517 | 0,506 | — | — | 0,522 |
| Рейтинг виробника за сукупною номенклатурою виробництва | | 0,784 | 0,148 | 0,255 | 0,139 | 0,287 | 0,563 |
| 133 XJ45 | ZYT Petroleum Equipment Co, КНР | 0,881 | — | — | — | — | 0,881 |
| 134 XJ75 | | 0,975 | — | — | — | — | 0,975 |
| Рейтинг виробника за сукупною номенклатурою виробництва | | 0,928 | — | — | — | — | 0,928 |
| 135 JHX5280TXJ | SJ Petroleum Machinery Co., КНР | 0,926 | — | — | 0,079 | 0,650 | 0,552 |
| 136 XJ250 | | 0,926 | 0,011 | 0,122 | 0,052 | 0,607 | 0,344 |
| 137 LZ40A | | 0,926 | — | — | 0,250 | 0,819 | 0,665 |
| 138 LZ50A | | 0,779 | — | — | 0,424 | 0,721 | 0,641 |
| 139 LZ60A | | 0,759 | — | — | 0,622 | 0,761 | 0,714 |
| 140 XJ350 | | 0,640 | 0,776 | 0,738 | 0,085 | 0,221 | 0,492 |
| 141 XJ450 | | 0,348 | 0,345 | 0,285 | 0,640 | 0,325 | 0,389 |
| 142 XJ650 | | 0,091 | 0,408 | 0,116 | 0,927 | 0,178 | 0,344 |
| 143 XJ1000 | | 0,442 | 0,523 | 0,471 | 0,497 | 0,086 | 0,404 |
| 144 XJ1200(225T) | | 0,005 | — | — | 1,000 | 0,184 | 0,396 |
| 145 XJ1200 | | 0,168 | — | — | 0,744 | 0,061 | 0,324 |
| Рейтинг виробника за сукупною номенклатурою виробництва | | 0,546 | 0,188 | 0,157 | 0,484 | 0,419 | 0,479 |
| 146 XJ150 | Shandong Santian Linq Petroleum Machinery Co., КНР | 0,987 | — | — | 0,043 | 0,853 | 0,628 |
| 147 XJ70Z-1 | | 0,926 | 0,759 | 0,930 | 0,268 | 0,834 | 0,743 |
| 148 XJ70Z-2BL | | 0,926 | 0,649 | 0,887 | 0,067 | 0,638 | 0,633 |
| 149 XJ70Z-2L | | 0,779 | 0,810 | 0,887 | 0,424 | 0,721 | 0,724 |
| 150 XJ90Z-3 | | 0,759 | 0,943 | 0,959 | 0,384 | 0,574 | 0,724 |
| Рейтинг виробника за сукупною номенклатурою виробництва | | 0,875 | 0,632 | 0,733 | 0,237 | 0,724 | 0,690 |
| 151 200 | Stewart&Stevenson Llc, Канада | 0,386 | 0,902 | 0,762 | — | — | 0,683 |
| 152 350 | | 0,409 | 0,261 | 0,291 | — | — | 0,320 |
| 153 550 | | 0,036 | 0,149 | 0,029 | 0,488 | 0,037 | 0,148 |
| Рейтинг виробника за сукупною номенклатурою виробництва | | 0,277 | 0,437 | 0,361 | 0,163 | 0,012 | 0,384 |
| 154 SP-350 | Cooper Manufacturing Corporation, США | 0,137 | 0,592 | 0,302 | 0,732 | 0,356 | 0,424 |
| 155 LTO 250 | | 0,117 | 0,937 | 0,663 | 0,091 | 0,025 | 0,367 |
| 156 LTO 350 | | 0,142 | 0,184 | 0,134 | 0,695 | 0,313 | 0,294 |
| 157 SP-550 | | 0,183 | 0,362 | 0,209 | 0,939 | 0,436 | 0,426 |
| 158 LTO 550 | | 0,421 | 0,339 | 0,337 | 0,604 | 0,258 | 0,392 |
| 159 MR-550HP | | 0,109 | 0,319 | 0,102 | 0,933 | 0,331 | 0,359 |
| 160 SP-650 | | 0,051 | 0,164 | 0,035 | 0,982 | 0,319 | 0,310 |
| 161 TL 1000 | | 0,056 | 0,164 | 0,041 | 0,902 | 0,156 | 0,264 |
| 162 LTO 750 | | 0,173 | 0,213 | 0,145 | 0,805 | 0,141 | 0,295 |
| Рейтинг виробника за сукупною номенклатурою виробництва | | 0,154 | 0,364 | 0,219 | 0,743 | 0,259 | 0,348 |
| 163 K50 | Dresco – Kremco, Канада | 0,447 | 0,753 | 0,648 | — | — | 0,616 |
| 164 K60 | | 0,198 | 0,851 | 0,648 | — | — | 0,566 |
| 165 K80 | | 0,127 | 0,960 | 0,733 | — | — | 0,607 |
| 166 K125 | | 0,289 | 0,954 | 0,814 | — | — | 0,686 |
| Рейтинг виробника за сукупною номенклатурою виробництва | | 0,265 | 0,880 | 0,711 | — | — | 0,619 |

Продовження таблиці 3

| Модель, марка, шифр агрегату | Виробник, країна | Рейтинг | | | | | |
|---|--|---------|-------|-------|-------|-------|--------------|
| | | 1) | 2) | 3) | 4) | 5) | Σ/n |
| 167 МТУ-60/80Г | ВАТ «Спецмаш», Росія | 0,409 | 0,569 | 0,485 | 0,061 | 0,156 | 0,336 |
| 168 МТУ-80ВГ | | 0,020 | 0,103 | 0,017 | 0,116 | 0,012 | 0,054 |
| 169 МТУ-100ВГ | | 0,071 | 0,310 | 0,093 | 0,311 | 0,031 | 0,163 |
| 170 МТП-127Г | | 0,010 | 0,273 | 0,012 | 0,482 | 0,006 | 0,157 |
| Рейтинг виробника за сукупною номенклатурою виробництва | | 0,128 | 0,314 | 0,152 | 0,243 | 0,051 | 0,178 |
| 171 SWR-150 | Sunnda Corporation, США | 0,487 | — | — | — | — | 0,487 |
| 172 SWR-250 | | 0,279 | — | — | — | — | 0,279 |
| 173 SWR-350 | | 0,150 | — | — | — | — | 0,150 |
| 174 SWR-450 | | 0,157 | — | — | — | — | 0,157 |
| 175 SWR-550 | | 0,132 | — | — | — | — | 0,132 |
| 176 SWR-650 | | 0,096 | — | — | — | — | 0,096 |
| 177 SWR-750 | | 0,086 | — | — | — | — | 0,086 |
| 178 SWR-1000 | | 0,122 | — | — | — | — | 0,122 |
| Рейтинг виробника за сукупною номенклатурою виробництва | | 0,189 | — | — | — | — | 0,189 |
| 179 Mustang-1 | Mustang Well Services Ltd., Канада | 0,294 | 0,057 | 0,064 | 0,598 | 0,466 | 0,296 |
| 180 Mustang-2 | | 0,204 | 0,236 | 0,180 | 0,787 | 0,454 | 0,372 |
| Рейтинг виробника за сукупною номенклатурою виробництва | | 0,249 | 0,147 | 0,122 | 0,693 | 0,460 | 0,334 |
| 181 RR 300 | The George E. Failing Co, США | 0,223 | 0,816 | 0,587 | 0,793 | 0,497 | 0,583 |
| 182 RR 400 | | 0,340 | 0,414 | 0,314 | 0,848 | 0,405 | 0,464 |
| 183 RR 600 | | 0,274 | 0,506 | 0,308 | 0,951 | 0,448 | 0,497 |
| Рейтинг виробника за сукупною номенклатурою виробництва | | 0,279 | 0,579 | 0,403 | 0,864 | 0,450 | 0,515 |
| 184 50 DD | International Petroleum Services Inc, США | 0,320 | 0,040 | 0,052 | 0,970 | 0,975 | 0,471 |
| 185 Apex-2 | Apex Well Servicing Inc., США | 0,150 | 0,121 | 0,070 | 0,384 | 0,123 | 0,170 |
| 186 TB 1300 V | Satvia Maschinen-Bohrergerätebau GmbH, ФРН | 0,015 | — | — | — | — | 0,015 |
| 187 MR 3500 | Drillmec SPA, Італія | — | 0,724 | — | — | — | 0,724 |
| 188 C400 | Hubbard Enterprises Llc., США | — | 0,552 | — | 0,994 | — | 0,773 |
| 190 XJ400 | Beijing Forpetro Sino-Rig Co, КНР | 0,234 | 0,351 | 0,233 | 0,232 | 0,049 | 0,220 |
| 191 SR500 | Rykar Industries Ltd., США | 0,249 | 0,379 | 0,256 | 0,549 | 0,098 | 0,306 |
| 192 Ideco H30 | Ideco Dresser Industries, США | 0,307 | 0,891 | 0,715 | 0,634 | 0,282 | 0,566 |
| 193 XJ650 | Petrochemical Machinery Manufact. Co, КНР | 0,416 | 0,655 | 0,605 | 0,756 | 0,307 | 0,548 |
| 194 УПР-60/80 Б | ЗАТ «Industrial Point», Росія | 0,510 | 0,391 | 0,401 | 0,299 | 0,215 | 0,363 |
| 195 P-125 | АТВТ ВЗБТ, Росія | 0,437 | 0,908 | 0,831 | 0,424 | 0,129 | 0,546 |
| 196 AD 520 | Bentec Drilling & Oilfield Division, ФРН | 0,548 | 0,356 | 0,430 | 0,134 | 0,055 | 0,305 |
| 197 АПРС-32 | ТОВ «Інформресурс», Росія | 0,868 | 0,494 | 0,677 | 0,213 | 0,883 | 0,627 |
| 198 УРГ-32 | Зеленодольський завод ім.А.М.Горького, Росія | 0,739 | 0,290 | 0,477 | 0,146 | 0,773 | 0,485 |
| 199 АЕ 310 | Deutag, ФРН | 0,574 | 0,540 | 0,610 | 0,125 | 0,264 | 0,423 |

Примітки до таблиці 3:

Умовні позначення в наголовку:

- 1) - рейтинг за показником питомої вантажопідйомності $P_{\text{доп}}/L_{\text{макс}}$;
- 2) - рейтинг за показником питомої потужності привода $N_{\text{пр}}/P_{\text{доп}}$;
- 3) - рейтинг за показником питомої потужності привода $N_{\text{ол}}/L_{\text{макс}}$;
- 4) - рейтинг за показником питомої матеріаломісткості $M/P_{\text{доп}}$;
- 5) - рейтинг за показником питомої матеріаломісткості $M/L_{\text{макс}}$;

Σ/n - результуючий рейтинг моделі за сукупністю «n» показників.

У стовпці 8 величина Σ/n , виділена шрифтом Bold, є приведеним рейтингом продукції виробника за розглянутою номенклатурою і за сукупністю «n» показників.

турі фонду експлуатаційних свердловин. Більшість виготовлених в Україні ремонтних агрегатів реалізують СПО із горизонтальним вкладанням НКТ і насосних штанг, мають низький рівень механізації трудомістких операцій, незадовільну комплектацію контрольно-вимірвальними приладами і засобами автоматики.

Результати проведених досліджень рекомендуються до практичного використання працівникам проектно-конструкторських і науково-дослідних галузевих установ, машинобудівних підприємств для оцінки конкурентоспроможності проектованої та освоюваної виробництвом продукції, працівникам механо-енергетичних служб нафтогазовидобувних підприємств при вирішенні задач оновлення експлуатованого парку підйомних агрегатів.

З появою значних змін у світовій номенклатурі виробництва підйомних агрегатів запропоновані вище результати легко актуалізуються шляхом вилучення застарілих моделей, додавання нових та віднаходження відповідних апроксимуючих функцій за оновленими даними.

Література

1 Миронов Ю.В. Определение технического уровня комплектных буровых установок по комплексу единичных показателей [Текст] / Ю.В.Миронов, А.П.Шмидт // Химическое и нефтегазовое машиностроение. – 1999. – № 12. – С. 9-11.

2 Крижанівський Є.І. Параметри підйомного комплексу мобільних установок для буріння і ремонту свердловин [Текст] / Є.І.Крижанівський, Ю.В.Міронов // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2002. – № 4(5). – С.95-105.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
27.06.12*

*Рекомендована до друку професором
Дрогомирецьким Я.М.*

АНАЛІЗ МЕТОДІВ КОНТРОЛЮ СТАНУ ТЕХНОЛОГІЧНОЇ ОБВ'ЯЗКИ НАФТОПЕРЕКАЧУВАЛЬНИХ СТАНЦІЙ МАГІСТРАЛЬНИХ НАФТОПРОВІДІВ

¹ Р.М. Басараб, ² В.С. Цих, ² О.М. Карнаш

¹ Магістральні нафтопроводи «Дружба» ПАТ «Укртранснафта»,
79058, м. Львів, вул. Липинського, 12, e-mail: brot2001@ukr.net

² ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська 15, тел./факс (0342) 504708,
e-mail: tdm@nimg.edu.ua

Описано важливу проблему нафтогазового комплексу нашої держави – необхідність забезпечення надійної, безпечної та безвідмовної експлуатації технологічної обв'язки нафтоперкачувальних станцій магістральних нафтопроводів. Обґрунтовано необхідність вирішення такої проблеми шляхом пошуку сучасних підходів та шляхом застосування спеціальних методик діагностування.

Наведено основні проблеми та описано можливі наслідки, що можуть виникати у випадку порушень умов протікання основних технологічних процесів на обв'язках нафтопроводів.

Наведено приклади основних пошкоджень технологічних обв'язок нафтоперкачувальних станцій магістральних нафтопроводів, а також вказано ступінь їхньої небезпеки. Проаналізовано причини виникнення таких дефектів під дією різноманітних чинників. Вказано можливість виникнення небезпечних негативних наслідків внаслідок появи описаних пошкоджень.

Проведено огляд основних методів, які можуть використовуватися для контролю технологічних обв'язок нафтоперкачувальних станцій. Коротко описано основні переваги та недоліки застосування вказаних методів. Подано приклади технічних засобів, які мають місце у випадку застосування описаних методів контролю.

В результаті проведеного огляду запропоновано використання комплексного підходу до контролю технологічних обв'язок нафтоперкачувальних станцій магістральних нафтопроводів за допомогою поєднання кількох методів та засобів діагностування. Крім того авторами запропоновані основні способи підвищення ефективності такого контролю шляхом проведення більш детального аналізу та вдосконалення існуючих підходів.

Ключові слова: технологічний процес, дефект, технічні засоби.

Описана важная проблема нефтегазового комплекса нашего государства - необходимость обеспечения надежной, безопасной и безотказной эксплуатации технологической обвязки нефтеперкачивающих станций магистральных нефтепроводов. Обоснована необходимость решения такой проблемы путем поиска современных подходов и путем применения специальных методик диагностики.

Приведены основные проблемы и описаны возможные последствия, которые могут возникнуть в случае нарушений условий протекания основных технологических процессов на обвязках нефтепроводов.

Приведены примеры основных повреждений технологических обвязок нефтеперкачивающих станций магистральных нефтепроводов, а также указана степень их опасности. Проанализированы причины возникновения таких дефектов под действием различных факторов. Указана возможность возникновения опасных негативных последствий вследствие появления описанных повреждений.

Проведен краткий обзор основных методов, которые могут использоваться для контроля технологических обвязок нефтеперкачивающих станций. Вкратце описаны основные преимущества и недостатки применения указанных методов. Представлены примеры технических средств, которые имеют место в случае применения описанных методов контроля.

В результате проведенного обзора предложено использование комплексного подхода к контролю технологических обвязок нефтеперкачивающих станций магистральных нефтепроводов с помощью сочетания нескольких методов и средств диагностирования. Кроме того авторами предложены основные способы повышения эффективности такого контроля путем проведения более тщательного анализа и совершенствования существующих подходов.

Ключевые слова: технологический процесс, дефект, техническое оборудование.

The most important oil and gas complex problem of our country - the necessity of the dependable, permissible and infallible exploitation securing of the oil-trunk pipelines pump stations engineering connections is described. The necessity of such problem solving by the way of modern approaches searching and by the way of the special testing methods using is justified.

The cardinal problems are presented and the probable consequences that may arise in case of the accuracy disturbance of the primary processes behavior at the oil-pipelines connections are described.

The examples of the primary failures of the oil-trunk pipelines pump stations engineering connections are presented and the level of their hazard is specified. The whence of such defects due to the various factors are analysed. The possibility of the dangerous negative effects initiation in consequences of the described damages appearance is indicated.

The brief review of the main methods that can be used for the pump stations engineering connections testing is made. Briefly the main advantages and disadvantages of such exploitation methods are described. The examples of the technical equipment which are in evidence in the event of the described testing methods usage are presented.

In consequence of the described review the usage of the oil-trunk pipelines pump stations engineering connections complex approach by the way of several methods and technical equipment combination is proposed. The main approach of such testing efficiency upgrading by the way of carrying out a more careful analysis and the refinement of the existing approaches are proposed by the authors.

Keywords: primary process, damage, technical equipment.

Вступ. Нафтоперекачувальні станції (НПС) є одним з основних структурних елементів системи трубопровідного транспорту нафти, які виконують функції передачі енергії потоку нафти для його переміщення до кінцевого пункту. До складу НПС входять підпірні та магістральні насосні, резервуарні парки, вузли обліку нафти, майданчики пуску та приймання засобів очищення і діагностики лінійної частини, фільтри-грязеуловлювачі, системи автоматичного регулювання тиску на виході, майданчики скидних запобіжних клапанів, а також цілий ряд допоміжних систем та виробничо-побутових будівель та споруд.

Значну частину НПС складає насосно-компресорне обладнання, правильна та безвідмовна експлуатація якого багато в чому визначає надійність всього технологічного комплексу. Питання оцінки фактичного технічного стану насосно-компресорного обладнання стає особливо актуальним в умовах потреби у продовженні терміну експлуатації таких об'єктів, а також в умовах необхідності забезпечення правильного та безпечного протікання усіх основних технологічних процесів.

Задача дослідження. Зважаючи на високу небезпеку речовин, які знаходяться в технологічних циклах підприємств нафтогазової промисловості, відмова насосно-компресорного обладнання може призвести до виникнення аварійних ситуацій, які супроводжуються значними економічними та екологічними збитками, а в окремих випадках можуть призвести до травмування чи навіть загибелі людей.

Як свідчить світова практика, приблизно 24-34% аварійних зупинок насосно-компресорного обладнання відбувається через пошкодження підшипникових вузлів агрегатів у зв'язку із виникненням дефектів тіл кочення, ексцентриситету тіл обертання, порушення нормальних умов експлуатації всього агрегату. Значну частку пошкоджень агрегатів складають пошкодження електродвигунів. Виникнення тих чи інших несправностей викликає відмову агрегату і, як наслідок, – порушення технологічного процесу, виникнення аварій, вибухи, а також значні матеріальні втрати [1].

Велике значення для забезпечення безвідмовності насосно-компресорного обладнання має правильна організація його технічного обслуговування, обстеження та ремонту. Для цього необхідно обрати найбільш оптимальну методику, метод чи поєднання методів, які б давали змогу з високою точністю проводити обстеження та контроль технологічної об'язки НПС магістральних нафтопроводів [1-3].

Тому одним з пріоритетних завдань нафтогазового комплексу є необхідність забезпечення безвідмовної, надійної та безпечної експлуатації технологічної об'язки НПС магістральних нафтопроводів, в тому числі насосно-компресорного обладнання. Для дотримання поставлених вимог необхідно використовувати високопродуктивні методи оцінки технічного стану таких об'єктів контролю.

Предмети досліджень. Проблемні аспекти. Основні види дефектів. Діагностування технологічної об'язки НПС магістральних нафтопроводів включає контроль технічних характеристик та визначення технічного стану досліджуваних об'єктів за результатами проведеного контролю. Такий контроль передбачає перевірку об'язки на наявність різноманітних дефектів, виникнення яких зумовлюється низкою причин: утворення несучільностей та структурних неоднорідностей матеріалу, відхилення розмірів та фізико-механічних характеристик від номінальних значень, порушення форми тощо [4].

В нормативному документі ДСТУ 2925-94 «Якість продукції. Оцінювання якості. Терміни та визначення» [5] наведено поділ усіх дефектів, незалежно від їхнього типу, на такі три види: критичні, значні та незначні. Відповідно, залежно від виду дефекту і визначається ступінь можливої загрози безпечній та надійній експлуатації підземної комунікації.

Різні види таких дефектів можуть виникати під дією найрізноманітніших факторів. Короткий опис найбільш характерних видів дефектів технологічних трубопроводів об'язки НПС подано нижче [6-9].

Одним із найпоширеніших видів дефектів технологічної об'язки НПС магістральних нафтопроводів можуть бути пошкодження (деформації) та утворення тріщин тіла труби та/або фасонних виробів під дією різноманітних факторів, зокрема, через підвищення тиску в закритих об'ємах ділянок трубопроводів (наприклад, в літню пору року при високих температурах зовнішнього середовища). Приклади поверхневих тріщин основного металу труб наведено на рисунку 1.

Крім того, утворення та розвиток тріщин на надземних ділянках трубопроводів може бути пов'язаний із відсутністю або пошкодженням фундаментів опор, що, відповідно, спричиняє збільшення напружень в тілі труби через надмірну її деформацію.

Ще однією причиною утворення тріщин, їх розкриття може бути наявність у конструкції технологічної об'язки НПС магістральних на-



Рисунок 1 – Приклади наявності поверхневих тріщин основного металу технологічної обв'язки НПС магістральних нафтопроводів

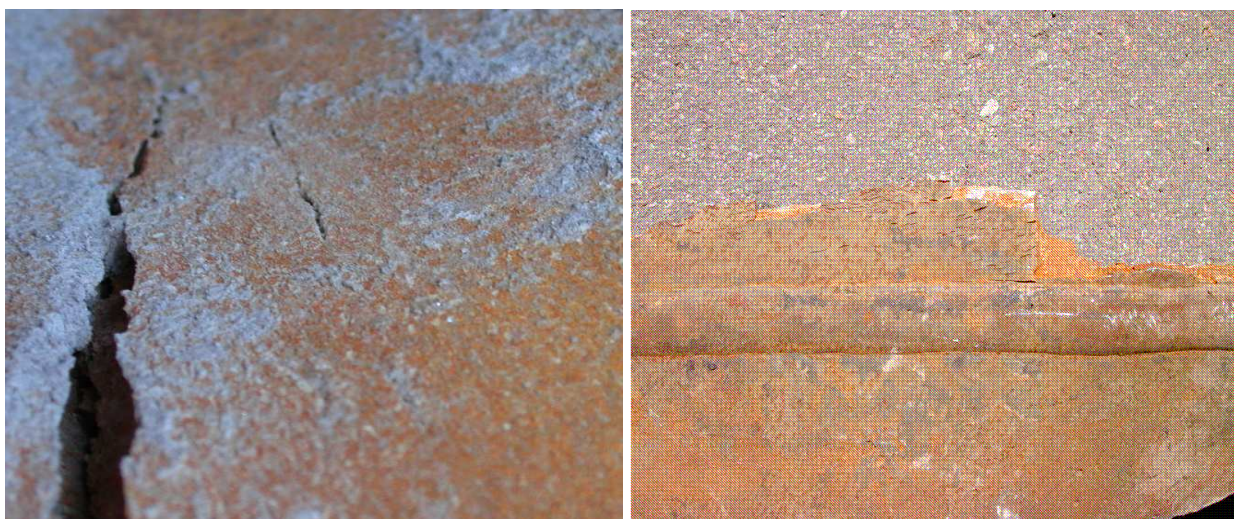


Рисунок 2 – Приклади втомних тріщин основного металу технологічної обв'язки НПС магістральних нафтопроводів

фтопроводів фасонних частин низької якості виготовлення, які не відповідають існуючим вимогам нормативно-технічної документації, що нерідко можна спостерігати на існуючих об'єктах контролю (для прикладу – сегментні переходи, коліна, трійники і т.п.). Все це у випадку аварійних ситуацій може призвести до значних негативних наслідків.

За час експлуатації в зв'язку із процесами старіння металу, а також у зв'язку із значним періодом роботи технологічних обв'язок можуть виникати втомні тріщини. Приклади таких дефектів наведені на рисунку 2.

Крім того, в процесі виготовлення, а іноді і під час експлуатації металеві частини трубопроводів, насосно-компресорного обладнання і т. ін. можуть зазнавати механічних пошкоджень під дією різноманітних факторів, а досить часто – людського. Приклади таких механічних пошкоджень наведено на рисунку 3.

Внаслідок механічних пошкоджень деталей арматури (відрив стійки від кришки засувки клинної, згин штока засувки, пошкодження

гайки приводу штока та ін.) зокрема може виникати розгерметизація сальникових ущільнень.

Також часто можуть бути присутніми відмови у роботі запірних органів (засувок, заслінок, зворотних та запобіжних клапанів).

Досить часто в експлуатаційній практиці зустрічаються корозійні пошкодження, що є одними із найнебезпечніших для усього технологічного обладнання. Такі пошкодження можуть виникати під дією різних чинників. Корозійні дефекти як тіла труби (фасонних частин), так і зварних швів (зокрема поздовжніх) можуть виникати у місцях, в яких можливе утворення тупикових ділянок, відсутність потоку нафти в яких призводить до осідання води і підвищення рівня корозії. Крім того, досить часто корозійні процеси можуть розвиватися в місцях проходження труб через стіни (фундаменти) виробничих приміщень. Також до підібних небезпечних дефектів можна віднести локалізовані електрокорозійні ураження металу трубопроводів та насосно-компресорного обла-



Рисунок 3 – Приклади механічних пошкоджень основного металу технологічної обв'язки НПС магістральних нафтопроводів



Рисунок 4 – Приклади корозійного (а) та електрокорозійного (б) пошкоджень основного металу

днання. Приклади таких пошкоджень наведено на рисунку 4 а (корозія) та 4 б (локальна електрокорозія).

Ще одними небезпечними дефектами можуть бути вм'ятини, задири, розшарування металу, які призводять до зменшення товщини стінки тіла труби або фасонних частин, ремонт яких уже не допускається. Приклад розшарування основного металу трубопроводу наведено на рисунку 5.

Іншими прикладами небезпечних дефектів є дефекти литва корпусів обладнання, в першу чергу – в місцях проведення ремонту на заводі-виробнику, імовірно після невдалого випробування на міцність корпусів, до яких можна віднести такі пошкодження як раковини, каналні раковини, тріщиноподібні дефекти ремонтних підварок і т. ін.

Приклад подібного поверхневого дефекту металевій частині насосно-компресорного блоку наведено на рисунку 6.

До досить небезпечних дефектів, які можуть призводити до непоправних наслідків, можна віднести негерметичність роз'ємних фланцевих з'єднань внаслідок старіння прокладок, а також надмірного підвищення тиску в закритих об'ємах, зокрема під кришкою клинкової засувки, яка знаходиться в закритому стані.

Характерними видами дефектів технологічних трубопроводів обв'язки НПС можуть бути також дефекти зварних швів, які не були виявлені і, відповідно, вчасно ліквідовані під час будівництва таких об'єктів НПС. В процесі експлуатації подібні дефекти з плином часу можуть проявлятися по-різному. Найчастіше під час обстежень виявляють тріщини, непровари, підрізи, зміщення та несплавлення кромок, а також незадовільну геометрію і лускатість швів. Один з прикладів дефектів зварного з'єднання трубопроводу наведено на рисунку 7.

Також потрібно відмітити можливу наявність не тільки поверхневих, але і підповерхне-



Рисунок 5 – Приклад розшарування основного металу

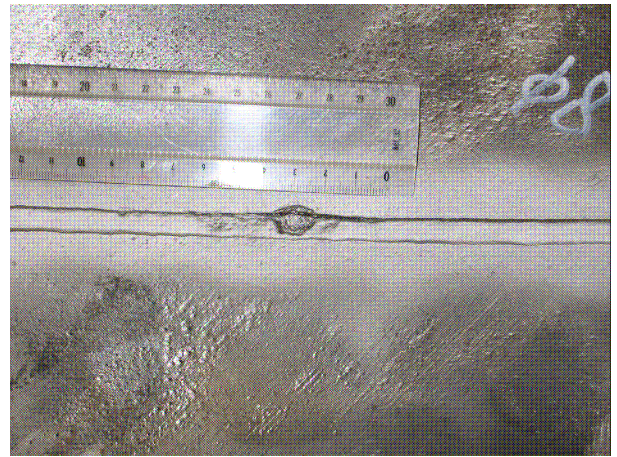


Рисунок 6 – Приклад поверхневого дефекту металу



Рисунок 7 – Приклад дефекту зварного з'єднання основного металу трубопроводу

вих дефектів, виявлення яких потребує обов'язкового використання спеціальних методик та технічних засобів.

Однією з основних причин виникнення та розвитку перерахованих вище дефектів є низька якість монтажу технологічного обладнання НПС, які в своїй переважній більшості побудовані у 70-х роках минулого століття. Також, змонтована запірно-запобіжна арматура та інше технологічне обладнання нерідко мають на корпусі ремонтні заварки (латки), походження яких невідоме, і, відповідно, потребують додаткового дослідження та постійного спостереження зі сторони обслуговуючого персоналу [6-8].

Крім того, серед причин виникнення пошкоджень не можна не вказати на присутність людського фактору.

Виявляються всі перелічені вище дефекти, як правило, в процесі проведення робіт з експертного обстеження (технічного діагностування) трубопроводів та обладнання НПС спеціалізованими організаціями з продовженням їх ресурсу роботи. Деякі приховані дефекти виявляються в процесі експлуатації, зокрема під час проведення планових регламентних робіт та гідралічного випробування на міцність та герметичність. Формуються контрольні групи зва-

рних швів, які підлягають періодичному контролю, як правило, один раз на рік, і моніторингу їх стану в процесі експлуатації, на підставі чого приймаються рішення про їх подальші можливі режими експлуатації, ремонту чи вирізці із заміною пошкодженої ділянки [6, 9].

Тому правильний вибір спеціальних методик та технологічного обладнання для проведення робіт з технічного діагностування та загалом контролю технологічної обв'язки НПС магістральних нафтопроводів багато в чому визначає найвищу точність та надійність отриманих результатів проведеного дослідження і, відповідно, можливість зробити висновки щодо наявного процесу обстеження.

Методи контролю технологічної обв'язки. У зв'язку з тим, що переважна більшість об'єктів систем трубопровідного транспорту нафти побудовані за старими державними та галузевими нормативними документами, що досить часто не відповідають сучасним вимогам до рівня безпеки та технічним можливостям, на даний час виникла необхідність у широкому застосуванні засобів комплексної діагностики, що попереджують пошкодження трубопровідних систем, засобів адекватної інтерпретації ситуації в умовах, за якими можуть розвиватися аварії. Насамперед технічна діагностика і моніторинг стану складних технічних систем є обов'язковою частиною забезпечення їхньої безпеки.

Оновлення або заміна основного обладнання об'єктів НПС та лінійної частини магістральних нафтопроводів потребує значних фінансових затрат, що, в свою чергу, призводить до зменшення рентабельності підприємств і погіршення фінансово-економічної ситуації загалом. Внаслідок цього особливої актуальності набуває питання управління терміном їх надійної та безпечної експлуатації шляхом оцінки фактичного технічного стану, визначення залишкового ресурсу і встановлення нових обґрунтованих термінів експлуатації, які перевищують передбачені проектною та експлуата-



Рисунок 8 – Загальний вигляд магнітного структуроскопа КРМ-Ц-К2М

ційною документацією, а також обов'язкових умов реалізації експлуатації в цей період.

Тільки у тих випадках, коли оперативний персонал знає фактичний технічний стан кожного елемента трубопроводної системи, він може ефективно керувати процесом транспортування нафти, приймати рішення, спрямовані на мінімізацію експлуатаційних витрат, своєчасно виявляти та усувати несправності в окремих елементах системи, проводити ремонт у мінімально короткі терміни.

Використання методів регулярної діагностики обладнання знижує витрати запасних частин приблизно в п'ять разів, у той же час вартість поточного ремонту зменшується, а також суттєво збільшується міжремонтний період [6-8].

Для вирішення вищезгаданої проблеми систематично проводять технічні огляди, експертні обстеження обладнання НПС. На сьогодні існує значна кількість різноманітних методів та методик, які дозволяють проводити обстеження технологічної об'єкту трубопроводів та насосно-компресорного обладнання НПС. Найчастіше – це візуальний та вимірний контроль, технічне діагностування методами неруйнівного контролю, а також дефектоскопія базових деталей та вузлів обладнання [6, 9-11].

Візуальний та вимірний контроль проводять з метою виявлення недопустимих видимих дефектів (механічних пошкоджень, деформації, тріщин, вм'ятин, прогинів, випинання, корозійного і ерозійного зношення, зміни початкової форми, витоків і т.п.) або похідних ознак дефектів і відмов (шуму, зміни кольору, запаху, виступання на зовнішній поверхні об'єкта слідів робочої рідини тощо).

Під час проведення візуального контролю, що виконується неозброєним оком або за допомогою лупи чотири-семи-кратного збільшення, особливу увагу звертають на виявлення тріщин в основному металі обладнання та у зварних швах, стан кріплень та з'єднань. При виявленні похідних ознак наявності дефектів досліджуваній об'єкт потрібно більш детально проконтролювати неруйнівними методами.

Основним недоліком візуального контролю є тільки можливість припустити про наяв-

ність певних дефектів, які можна помітити без використання спеціального обладнання, тоді як ніякої додаткової інформативності щодо основного питання контролю технічного стану об'єкту НПС таким методом дати не може.

Вибір конкретних методів неруйнівного контролю проводиться з урахуванням результатів аналізу експлуатаційно-технічної документації на обладнання, аналізу експлуатаційних показників і причин відмов, а також результатів візуального контролю.

Основними методами неруйнівного контролю (НК) технічного стану обладнання є магнітні, акустико-емісійний, ультразвуковий, капілярний, магнітопорошковий та віброакустичний. Для контролю конструктивних параметрів і властивостей матеріалу вимірюють, як правило, товщину стінки та твердість матеріалу стінки обладнання чи трубопроводів об'єкту.

В окремих випадках, з урахуванням конструкції виробу і умов проведення контролю можуть також застосовуватись вихрострумний та радіаційний методи неруйнівного контролю.

При контролі методом магнітної пам'яті металу здійснюють вимірювання напруженості магнітного поля розсіювання, яка характеризує напружено-деформований стан металу [12]. При виявленні перевищення сумарних значень абсолютних величин напруженості магнітного поля різнойменних знаків над допустимим, необхідно проведення додаткового дефектоскопічного контролю (ДДК) іншими методами (магнітопорошковим, капілярним чи ультразвуковим).

Неруйнівний контроль методом коерцитивної сили проводять згідно ГОСТ 30415, вимірюючи значення коерцитивної сили (магнітної характеристики металу) деталей і конструкцій, яка характеризує міцнісні і пластичні властивості та ступінь втоми металу, а також напружено-деформований стан металоконструкції. Для цього, як правило, використовують магнітні структуроскопи-коерцитиметри. Для прикладу на рисунку 8 наведено загальний вигляд магнітного структуроскопа КРМ-Ц-К2М.

Недоліком магнітних методів контролю є те, що результати магнітного контролю зазвичай потребують додаткового дефектоскопічно-



а)



б)

Рисунок 9 – Загальний вигляд ультразвукового дефектоскопа УД2-12 (а) та процес контролю за допомогою нього (б)



Рисунок 10 – Загальний вигляд ультразвукового дефектоскопа-товщиноміра УД3-71

го контролю за допомогою інших методів. Тому використання магнітних методів контролю для обстеження технологічних об'язок НПС стримується через їхню недостатньо високу точність та необхідністю застосування інших методів для уточнення отриманих результатів.

При акустико-емісійному контролі (АЕ) реєструють акустичні сигнали, що виникають в процесі утворення та розвитку тріщин. Класифікація сигналів АЕ дозволяє оцінювати виявлені дефекти за мірою небезпеки [13-15]. Зони, де виявлені сигнали АЕ II, III та IV класів, підлягають ДДК іншими методами НК. Тому контроль методом АЕ не дозволяє однозначно виявити можливі види дефектів, а тільки дозволяє вказати на ступінь небезпеки таких пошкоджень. Крім того, недоліками такого методу є швидке затухання сигналу при проходженні досліджуваного об'єкта контролю, а також довготривалість проведення досліджень.

Дефекти типу пор, раковин, шлакових включень, тріщин і розшарувань виявляють за допомогою проведення ультразвукового контролю (УЗК). Метод УЗК ґрунтується на реєстрації луна-сигналів (відображених сигналів) від дефектів, одержуваних в результаті генерації в

металі зондуючих імпульсів – коротких електричних імпульсів, що виробляються генератором і за допомогою перетворювача вводяться в об'єкт контролю [11, 13, 15]. Для цього використовують ультразвукові дефектоскопи типу УД2-12 (рисунок 9), УД3-71 (рисунок 10), А 1212, товщиноміри ТУЗ-1 (рисунок 11), ТУЗ-2, УТ-80 (рисунок 12) та інші з комплектами перетворювачів і з'єднувальними високочастотними кабелями.

Проте, як правило, ультразвукова дефектоскопія не може дати відповіді на питання про реальні розміри дефектів, а тільки можна отримати інформацію про їхні відбивальні можливості в напрямку приймача. Ці величини можуть корелювати, проте не для всіх типів дефектів. Крім того, деякі дефекти практично неможливо виявити за допомогою ультразвукового методу НК у зв'язку із їхнім характером, формою чи положенням в об'єкті контролю.

Капілярний метод контролю ґрунтується на капілярному проникненні індикаторних рідин в порожнини поверхневих тріщин і наскрізних несучільностей металу об'єктів контролю і реєстрації індикаторних слідів, що утворюються візуальним способом [8, 10].



Рисунок 11 – Загальний вигляд ультразвукового товщиноміра ТУЗ-1



Рисунок 12 – Загальний вигляд ультразвукового товщиноміра УТ-80М

Необхідною умовою виявлення дефектів типу порушення суцільності матеріалу капілярним методом є наявність порожнин, вільних від забруднень та інших речовин, що мають вихід на поверхню об'єктів і глибину розповсюдження, яка значна перевищує ширину їх розкриття.

Капілярний метод призначений для виявлення поверхневих і наскрізних дефектів в об'єктах контролю, визначення їх розташування, протяжності (для протяжних дефектів типу тріщин), а також орієнтації їх на поверхні. Проте виявлення підповерхневих дефектів за допомогою капілярного методу є неможливим.

Магнітопорошковий метод неруйнівного контролю застосовують для контролю виробів з феромагнітних матеріалів, тобто таких, які змінюють свої магнітні властивості під впливом зовнішнього магнітного поля. Під дією зовнішнього магнітного поля змінюється магнітна проникність матеріалу на ділянках, що мають дефекти у вигляді несцільностей, які виходять на поверхню [8, 9].

При реалізації магнітопорошкового методу застосовують спеціальні магнітні порошки, що дозволяють візуально знаходити дефекти у вигляді поверхневих і підповерхневих тріщин.

Залежно від магнітних властивостей матеріалу, форми і розмірів контрольованої деталі (обладнання) застосовують контроль в прикладеному магнітному полі. Для цього використовують магнітопорошкові переносні дефектоскопи типу ПМД-70 (рисунок 13) з приставними магнітами.



Рисунок 13 – Загальний вигляд магнітопорошкового дефектоскопа ПМД-70

Основним недоліком магнітопорошкового методу НК є його низька чутливість до невеликих дефектів у зв'язку із незначними змінами магнітного потоку.

Вихрострумний контроль (ВСК) призначений для виявлення поверхневих і підповерхневих дефектів металевих виробів, в основному валів насосів, штоків, гільз та інших подібних деталей, що мають пази, проточки чи різьби [8-10].

Вихрострумний метод контролю ґрунтується на взаємодії зовнішнього електромагнітного поля з електромагнітним полем вихрових струмів, що наводяться збуджуючою котушкою в електропровідному об'єкті контролю.

Розпізнавання сигналів, характерних для дефектів, здійснюється за рахунок чутливих елементів вихрострумних перетворювачів, налаштованих на вимірювання магнітного поля, що змінюється за величиною за наявності дефектів у вигляді тріщин і підповерхневих пустот.

ВСК використовують для:

- виявлення поверхневих і підповерхневих дефектів без видалення з виробів захисних (неелектропровідних) покриттів;
- точного визначення меж тріщин.

Вихрострумний контроль проводять після візуального контролю з метою пошуку поверхневих і підповерхневих дефектів виробів в місцях пазів, шпонок, проточок, різьб, а також контролю циліндрових і конічних поверхонь [8, 15].

Для проведення такого виду контролю застосовують наступне обладнання:

- вихрострумний дефектоскоп типу ВД-87-НСт (рисунок 14) або аналогічні в комплекті з вихрострумними перетворювачами;



Рисунок 14 – Загальний вигляд вихрострумового дефектоскопа ВД-87-НСт

– спеціальні вихрострумові перетворювачі для контролю плоских, конічних і циліндрових поверхонь, галтелей, проточок на конічних і циліндрових поверхнях, різьбових поверхонь.

Проте недоліками такого виду контролю є недостатня чутливість методу до певних дефектів, а також складність фокусування силових ліній магнітного поля на малих площинах об'єкта, який контролюється.

Радіаційний метод неруйнівного контролю використовують для контролю зварних швів обладнання, ремонт якого при експлуатації виконувався із застосуванням зварювальних робіт з урахуванням вимог ГОСТ 20426 [8-10].

Радіаційний метод також можуть використовувати у випадку неможливості дефектоскопії обладнання ультразвуковим методом.

При радіаційному контролі обладнання для контролю зварних швів, корпусів застосовують переносну рентгенівську апаратуру.

Основними недоліками радіаційного методу НК є його досить велика трудомісткість, а також складність апаратури, яка використовується для контролю.

Висновки

Отже, як можна побачити з описаного вище, на сьогодні не існує єдиного методу, який би давав змогу максимально точно та правильно контролювати технологічні об'єкти НПС, а також отримувати найбільш достовірні результати такого контролю.

Тому виникає необхідність у пошуку шляхів реалізації спеціального підходу щодо можливості контролю таких об'єктів.

На нашу думку, додатково для досягнення результатів доцільним є застосування таких наукових підходів:

– використання для проведення досліджень не одного, а поєднання кількох методів неруйнівного контролю, тобто використання спеціального комплексного підходу;

– більш детальне дослідження зміни проявів магнітного поля та ходу акустичної хвилі залежно від виду дефекту;

– удосконалення існуючих методів НК шляхом підвищення їхньої чутливості;

– проведення аналізу щодо можливості застосування нових інформативних параметрів для обраних об'єктів контролю.

Таким чином, можливе використання запропонованого комплексного підходу та додаткових способів підвищення ефективності досліджень, на нашу думку, допоможе знайти шляхи вирішення актуальної проблеми контролю технологічної обв'язки НПС магістральних нафтопроводів.

Література

1 Самородов А.В. Диагностика и прогнозирование остаточного ресурса взрывозащищенного электропривода насосно-компрессорного оборудования нефтехимических производств / А.В. Самородов // Конкурс: «Обеспечение промышленной и экологической безопасности на взрывопожароопасных и химически опасных производственных объектах». – Саратов, 2008. – 30 с.

2 Биргер И.А. Техническая диагностика / И.А. Биргер. – М.: Машиностроение, 1978. – 286 с.

3 Филинов М.В. Подходы к оценке остаточного ресурса технических объектов / М.В. Филинов, А.С. Фурсов, В.В. Клюев // Контроль. Диагностика. – 2006. – №8. – С. 6-16.

4 Карпаш О.М. Технічна діагностика систем нафтогазопостачання / О.М. Карпаш, М.П. Возняк, В.М. Василюк. – Івано-Франківськ: Факел, 2007. – 341 с.

5 Якість продукції. Оцінювання якості. Терміни та визначення [Текст]: ДСТУ 2925-94. – [Чинний від 1996 – 01 – 01]. – К.: Держспоживстандарт України, 1995. – 27 с.

6 Богданов Е.А. Основы технической диагностики нефтегазового оборудования: учебное пособие для ВУЗов // Е.А. Богданов. – М.: Высшая школа, 2006. – 279 с.

7 Биргер И.А. Техническая диагностика // И.А. Биргер. – М.: Машиностроение, 1978. – 240 с.

8 Клюев В.В. Неразрушающий контроль и диагностика: справочник; под ред. В.В. Клюева. – М.: Машиностроение, 2003. – 386 с.

9 Соснин Ф.Р. Неразрушающий контроль. Справочник: в 8 т.; под ред. В.В. Клюева. – М.: Машиностроение, 2003. – 2005.

10 Ермолов И.Н. Методы и средства неразрушающего контроля качества / И.Н. Ермолов, Н.Я. Осташин. – М.: Высшая школа, 1988. – 298 с.

11 Сухоруков В.В. Неразрушающий контроль: в 5 кн.; под ред. В.В. Сухорукова. – М.: Высшая школа, 1992.

12 Дубов А.А. Метод магнитной памяти металла и приборы контроля. – М.: Энергодиагностика, 2001.

13 Алешин Н.П. Методы акустического контроля металлов / Н.П. Алешин. – М.: Машиностроение, 1989. – 182 с.

14 Кузнецов Н.С. Теория и практика неразрушающего контроля изделий с помощью акустической эмиссии / Н.С. Кузнецов. – М.: Машиностроение, 1998.

15 Гриб В.В. Диагностика технического состояния оборудования нефтегазохимических производств / В.В. Гриб. – М.: Изд-во ЦНИИ-ТЭнефтехим, 2002.

Стаття надійшла до редакційної колегії

31.08.12

Рекомендована до друку професором

Грудзом В.Я.

Дослідження та методи аналізу

УДК 622.245.3

ОДИН ІЗ МЕТОДІВ ВИРІШЕННЯ ПРОБЛЕМИ СТІЙКОСТІ СТОВБУРА СВЕРДЛОВИНИ ПРИ БУРІННІ В СЛАНЦЕВИХ ВІДКЛАДАХ

І.І. Чудик, А.І. Різничук, А.Р. Юрич

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42342,
e-mail: Andrijriz@gmail.com

Забезпечення України газом бачиться у видобуванні сланцевого газу, колекторами якого є глинисті породи, схильні до набухання. Провівши аналіз методів попередження ускладнень, які можуть виникнути при бурінні в глинистих сланцях, бачимо, що поширеними на практиці методами є збільшення густини бурового розчину, яке веде до пластичної деформації, і зміщення порід у стовбур свердловини та використання інгібуючих бурових розчинів на водній основі, що призводить до надмірного зволоження глинистих сланців водним фільтратом. Перспективною може стати паливно-бітумна ванна, склад і рецептура якої розроблені в лабораторних умовах і яка потребує підтвердження своєї ефективності дослідженнями в умовах, наближених до пластових

Ключові слова: буріння, сланцевий газ, глинистий сланець, бурові промивні рідини

Обеспечение Украины газом видится в добыче сланцевого газа, коллекторами которой являются глинистые породы, склонные к набуханию. Проведя анализ методов предупреждения осложнений, которые могут возникнуть при бурении в глинистых сланцах, видим, что наиболее распространенными на практике методами являются увеличение плотности бурового раствора, которое ведет к пластической деформации и смещению пород в ствол скважины, и использование ингибирующих буровых растворов на водной основе, что приводит к избыточному увлажнению глинистых сланцев водным фильтратом. Перспективной может стать топливно-битумная ванна, состав и рецептура которой разработаны в лабораторных условиях, требующая, однако, подтверждения своей эффективности путем испытания в условиях, близких к пластовым

Ключевые слова: бурение, сланцевый газ, глинистый сланец, буровые промывочные жидкости

Gas provision of Ukraine is seen in the production of shale gas, the reservoirs of which are clay rocks that tend to swell. After making analysis of the techniques to prevent complications that can occur when drilling in clay shales, we can see that in practice common methods are to increase the drilling fluid density, which causes plastic deformation and displacement of rocks into the wellbore and to use water-based non-dispersing muds, which leads to excessive moistening of clay shales with aqueous filtrate. Fuel and bitumen baths can be perspective, the composition and formulation of which is developed in the laboratory and requires proof of its effectiveness by researching in conditions close to the reservoir ones

Keywords: drilling, shale gas, clay shale, drilling fluids

В енергетичному балансі України 60% складає нафта і газ. Саме цим енергоносіям протягом останніх років приділяється найбільша увага з боку суспільства. Забезпечення паливними ресурсами та рівень цін на них істотно впливають на життєвий рівень населення, зважаючи на те, що споживання лише природного газу в Україні складає приблизно 41% від всієї спожитої енергії, що майже вдвічі перевищує середньоєвропейський показник. Відповідно до Енергетичної стратегії річне використання при-

родного газу в Україні до 2030 року повинно знизитись до 49,5 млрд. м³. Динаміка споживання природного газу в Україні свідчить, що загальні річні потреби у цьому виді палива зберігатимуться на рівні 70–75 млрд. м³ ще протягом декількох років. Це зумовлено, перш за все, адаптованістю промисловості і комунального господарства до використання природного газу, а їх переоснащення на споживання інших видів палива потребує як тривалого часу, так і значних затрат.

Цьому сприяють і енергетичні традиції, що склалися історично. Україна однією з перших у світі почала видобувати нафту і газ. У 20-х роках минулого століття першими магістральними газопроводами дашавський газ з Прикарпаття ніс енергію життя у Львів, а пізніше – до Києва і Москви. Завдяки відкриттю нових родовищ і використанню ефективних технологій максимальний видобуток природного газу в Україні – понад 68 млрд. м³ на рік – було досягнуто в 70-х роках. Тоді газова промисловість України, крім власної потреби, забезпечувала газом Білорусь, Молдову, частково Росію і республіки Прибалтики [11].

Сьогоднішній стан газовидобутку в Україні характеризується виснаженням основних за запасами газових і газоконденсатних родовищ та переходом їх у завершальну стадію розробки. Проте вони ще вміщують значні залишкові запаси вуглеводнів і на сьогодні забезпечують основний їх видобуток. Складність видобування цих залишкових вуглеводнів з виснажених родовищ пов'язана з особливостями завершальної стадії розробки родовищ [4]. І за традиційними технологіями видобування в них залишається від 10% до 30% газу і понад 50% газового конденсату.

Велика перспектива забезпечення України природним газом бачиться у освоєнні сланцевих покладів, які містяться в дрібнозернистих осадових породах, що одночасно є і колекторами, і материнськими породами. Основою їх є глинисті сланці, або шаруваті аргіліти.

Для освоєння покладів сланцевого газу необхідною умовою є спорудження великої кількості горизонтальних свердловин, які з практичного досвіду будівництва є найбільш складними. Основні проблеми, які можуть виникати у практиці буріння горизонтальних свердловин, пов'язані зі стійкістю стовбура свердловини та ускладненнями, причинами яких є:

- порушення умов механічної міцності гірської породи в стінці свердловини внаслідок дії: статичних навантажень; знакозмінних навантажень (нестационарні гідромеханічні процеси), які можуть викликати втомне руйнування гірських порід; бурильної колони при її подовжньому переміщенні, обертанні і коливаннях, що призводить до стирання породи на стінках, зрізанню її торцями замків і елементами КНБК, ударів до гірської породи;

- розмивання породи промивальною рідиною (глинисті відклади).

Загалом порушення цілісності стінок свердловини є наслідком прояву комплексу факторів, які в окремих ситуаціях можуть ускладнюватись фізико-хімічною взаємодією породи на стінках з промивальною рідиною, що вміщує шлам вибуреної породи.

З часом це призводить до зменшення міцності породи, зміни її механічних характеристик і напруженого стану (наприклад, при набуханні всієї породи, або окремих її компонентів, насамперед глини і глиновмістимих порід), утворення на стінках свердловини товстої філь-

траційної кірки, насамперед навпроти проникних гранулярних пластів (піски, пісковики).

Загалом рівноважний стан стовпа свердловини є наслідком взаємнопротилежно спрямованих процесів: механічного руйнування, розмиву, пластичної течії, випинання.

Каверни утворюються, перш за все, в глинах і глиновмістимих породах внаслідок (через) порушення умов механічної міцності, що призводить до осипання та обвалювання стінок, тобто в умовах, коли процеси механічного руйнування поєднуються із зменшенням міцності і набуханням гірської породи.

Потенційно небезпечні щодо виникнення прихоплювання жолоби утворюються у пластичних породах (глинах, мергелях і т.д.), які мають достатню міцність на зсув при значних силах адгезії пари “метал-гірська порода” в інтервалах локальних викривлень і перегинів стовбура. Глибина жолоба залежить від кількості спуско-підймальних операцій. Поперечний переріз повнорозмірного жолоба приблизно дорівнює діаметру замка.

Ефективність способів профілактики порушення цілісності стовбура свердловини зумовлюється достовірністю інформації про гірничо-геологічні умови буріння. Стратегія попередження цих ускладнень спрямована на розробку якісних технологічних рекомендацій [8].

Глинисті сланці утворилися в процесі діагенезу та літофікації, тому мають щільну будову, низьку пористість (не більше 1-2%) і добре виражену сланцюватість. Вони легко розколюються на тонкі пластинки, а їх злам рівномірний за напрямом сланцюватості і нерівномірний (занозистий) упоперек сланцюватості. В мінералогічному відношенні глинисті сланці є гідрослюдистими і полімінеральними породами з новоутвореннями хлориту (рис. 1), які мають чотиришарову будову, причому елементарний пакет складається з двох частин: тришарової, що аналогічна пакетам літів, і ще одного шару – магній-гідроксильних октаєдрів (бруситовий шар), серициту, вторинного кварцу, карбонатів. Їх різновидами є аспідні, покрівельні і філітоподібні сланці. Аспідні сланці – це щільні сланцюваті породи темних (до чорного) тонів, які складаються з гідрослуди, серициту, хлориту, кварцу, карбонату і вуглистої речовини. Характерною їх рисою є наявність розсіяних в об'ємі породи кристалів піриту. Покрівельні сланці за складом подібні до аспідних сланців та відрізняються від них здатністю розколюватись на міцні плитки товщиною до 3-5 мм. Філітоподібні сланці – це щільні сланцюваті породи з добре вираженим шовковистим відливом на зламі, вони містять жили кварцу та інших мінералів.

До основних властивостей глинистих сланців, що впливають на стійкість стінок свердловини, належить іонний обмін, набухання глини і дисперсність [3].

Іонний обмін виникає на базальних поверхнях, компенсуючи атомні заміщення в кристалічній структурі глинистих сланців. Відповідно до закону дії мас іонообмінна реакція залежить,

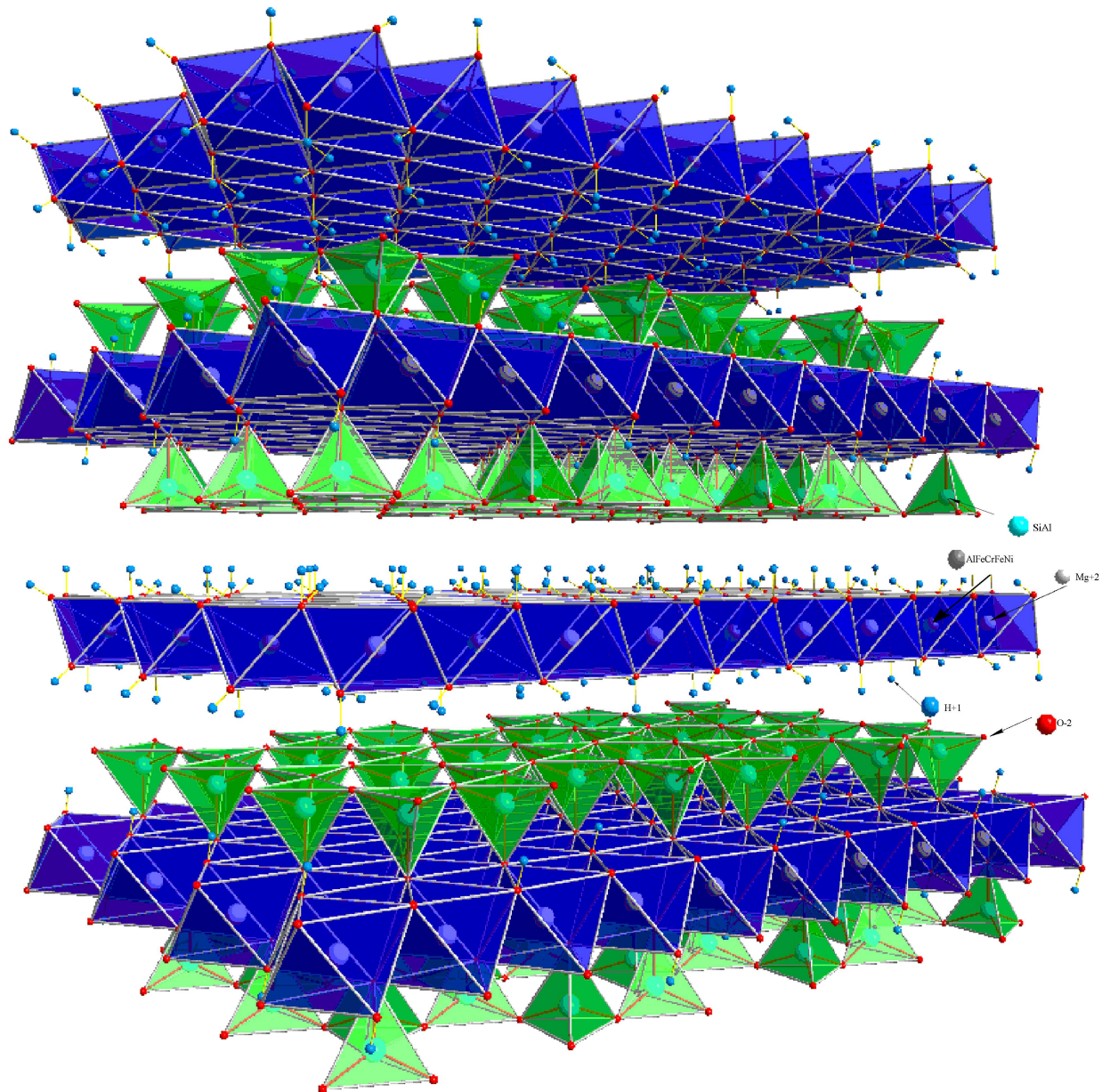


Рисунок 1 – Чотиришарова будова глинистих сланців

насамперед, від відносної концентрації різних іонів у кожній фазі. Порядок переваги адсорбції іонів зазвичай наступний: $H^+ > Ba^{2+} > Sr^{2+} > Ca^{2+} > Cs^{2+} > Rb^+ > K^+ > Na^+ > Li^+$. Загальна кількість адсорбованих катіонів, що виражається в міліеквівалентах на 100 г сухої глини, є її ємністю поглинання (ЄП), яка змінюється в широкому діапазоні, навіть для однієї групи глинистих мінералів:

- монтморилоніт – 70-130 мг-екв на 100 г глини;
- каолініт – 3-15 мг-екв на 100 г глини;
- іліт – 10-40 мг-екв на 100 г глини;
- хлорит – 10-40 мг-екв на 100 г глини.

Глинисті мінерали всіх типів добре адсорбують воду, через що і набухають. Відомі два механізми протікання процесу набухання: кристалічний і осмотичний.

Кристалічне набухання (поверхнева гідратація) відбувається в результаті адсорбції мо-

номолекулярних шарів води на базальних поверхнях кристалів як зовнішніх, так і міжшарових для глин з ґратками, що володіють здатністю до набухання.

Осмотичне набухання відбувається в результаті того, що концентрація катіонів між шарами більша за концентрацію в основній масі розчину. Вода втягується в міжшаровий простір, в результаті чого відстань між площинами шарів збільшується. Осмотичне набухання призводить до збільшення загального об'єму породи.

Під час буріння в пристовбурній зоні свердловини пори глинистих порід заповнюються водним фільтратом [6]. Глини набухають, що супроводжується розвитком тиску в пристовбурній зоні свердловини. Рушійна сила, що обумовлює зміну стабільності стінок свердловини (каверноутворення), або звуження її стовбура з подальшим обвалюванням, визначається

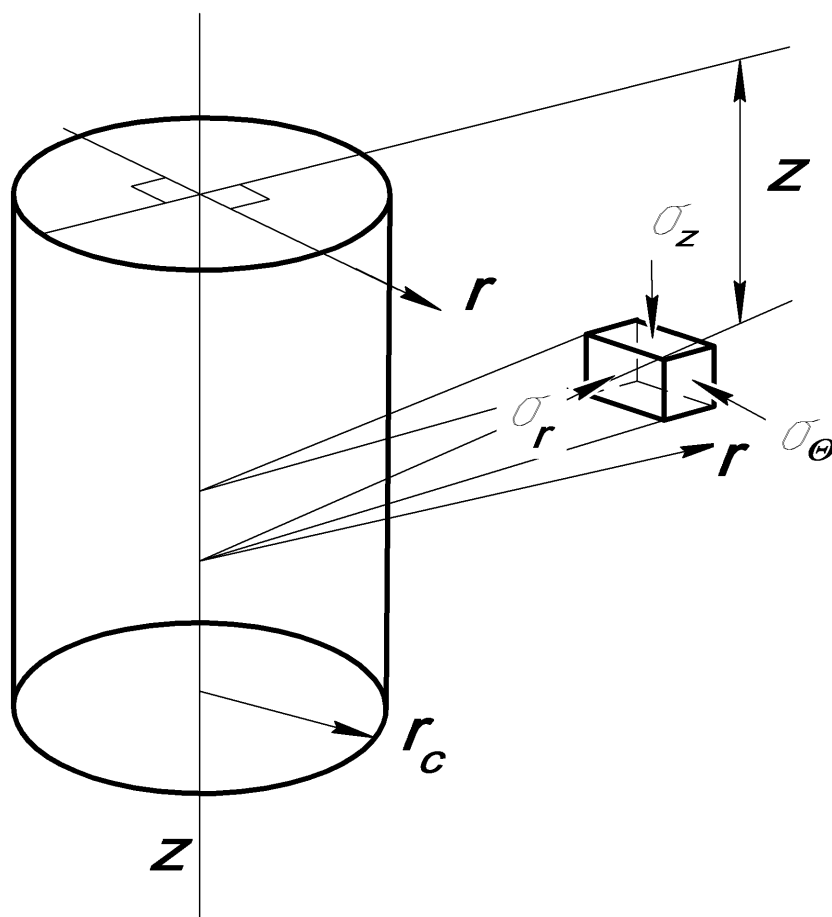


Рисунок 2 – Розрахункова схема для визначення напружень

тиском набухання, який обчислюють за формулою [5]:

$$p_{\delta} = -\frac{RT}{V} \cdot \ln \frac{p}{p_0}, \quad (1)$$

де T – абсолютна температура;
 V – парціальний мольний об'єм води;
 R – газова стала;

p/p_0 – відносний тиск парів води (приблизно рівний активності води в сланці).

Набухання сланцевих глинистих порід відбувається по площинах спайності і сланцюватості, на відміну від однорідних глин, що набухають по всьому об'ємі. Експериментально встановлено, що критична вологість для глинистих сланців становить 8-9% [6], при цьому їхня міцність зменшується в 5-10 разів [1].

З практики буріння свердловин відомо, що при взаємодії промивальної рідини з глинистою породою її початкова вологість, (2-4%), зростає до 15-20%. Критична вологість, за якої порушується стійкість стовбура свердловини, становить 9-11% [9].

При розкритті глинистого сланцю горизонтальні напруження в породі стінки свердловини змінюються і сланець починає адсорбувати воду з промивальної рідини. Під тиском набухання відцентрове розтягуюче напруження підвищується до рівня, що перевищує межу плинності гірської породи. Стовбур свердловини втрачає стійкість. Це проявляється у вигляді плас-

тичної деформації, коли осадові породи, що складаються переважно з натрієвого монтморилоніту, вступають в контакт з фільтратом бурових розчинів на прісній воді.

Розподіл напружень в глинистих сланцях, розкритих вертикальною свердловиною, описується осесиметричною, відносно осі свердловини, системою рівнянь в циліндричних координатах. На рис. 2 подано розрахункову схему вертикальної свердловини і умовні позначення довкола неї. Компоненти нормальних напружень позначають відповідно: в напрямку осі z – σ_z , в напрямку радіус-вектора r – σ_r (радіальне напруження) і перпендикулярно до радіус-вектору σ_{θ} (тангенціальне напруження), z – вертикальна глибина залягання гірської породи, r_c – радіус свердловини, r – відстань від осі свердловини до точки виміру [15].

Граничний стан стійкості стінок вертикальної свердловини, характеризує також рівняння [9]:

$$(\sigma_r - \sigma_{\theta})^2 + (\sigma_r - \sigma_z)^2 + (\sigma_{\theta} - \sigma_z)^2 \leq 2\sigma_T^2, \quad (2)$$

де σ_T – межа плинності гірської породи при одноосьовому стискуванні.

В умовах всестороннього стискування межу міцності σ_T можна замінити на граничне нормальне напруження:

$$\sigma_0 = \frac{1}{3}(\sigma_r + \sigma_{\theta} + \sigma_z). \quad (3)$$

Стінки вертикальної свердловини будуть зберігати стійкість за умови:

$$\sigma_0 \leq \sigma_{cm} , \quad (4)$$

де σ_{cm} – межа міцності на одноосовий стиск.

На основі методу послідовного наближення σ_0 можна визначити за формулою [10]:

$$\sigma_0 = (0,333 + 0,666 \cdot \lambda) \cdot \rho_z \cdot z , \quad (5)$$

де ρ_z – густина глини;

λ – коефіцієнт бокового стиснення [15].

Як бачимо, пружно-деформований стан масиву гірських порід залежить насамперед від геостатичного тиску гірської породи; гідростатичного тиску бурового розчину та коефіцієнта бокового стиснення, внаслідок чого при бурінні вертикальних ділянок свердловин в глинистих сланцях можуть виникати:

1. Набухання бокової поверхні свердловини. Це пружна деформація гірської породи, обумовлена її анізотропією та дефектністю, підвищеною фільтрацією промивальної рідини, що призводять до зниження міцності та об'ємного розширення гірських порід.

2. Звуження стовбура свердловини. Це повзучо-пластична деформація гірської породи, викликана підвищеними осьовими напруженнями, зниженням міцності порід внаслідок релаксації напружень, зволоження і термомеханічної втоми. Вона призводить до зменшення поперечних розмірів стовбура свердловини без порушень їх суцільності з пластичною зміною форми стінок, затяжок, посадок, прихоплень бурильного інструменту.

3. Витікання породи. Це повне порушення рівноважного стану гірських порід, що формують стінки свердловин, викликане різкими підвищеннями осьових напружень у стовбурі, що призводить до суцільного закупорювання стовбура гірською породою.

4. Осипання стінки свердловини. Це процес крихкого руйнування гірської породи в свердловині, що характеризується незначним збільшенням кількості шламу в кільцевому просторі. Осипання внаслідок фізико-хімічного та термомеханічного впливу продовжується впродовж всього процесу буріння в необсадженому стовбурі свердловини.

5. Обвалювання стінки свердловини. Це - широкомасштабне крихке руйнування гірських порід. Початок обвалювання гірської породи діагностується винесенням шламу, що значно перевищує норму як за кількістю, так і за формою та розміром уламків; підвищенням тиску при промиванні, затягуванням і прихоплюванням інструменту, тощо. В результаті осипання та обвалювання порід діаметр стовбура свердловини розширюється, ускладнюється транспортування частинок розбурених порід, що обвалилися, на денну поверхню, зростає аварійність бурильних труб внаслідок збільшення стріли прогину труб, може виникнути прихоплювання бурильної колоні.

Для попередження цих ускладнень при бурінні в гірських породах, що за структурою відрізняються від глинистих сланців, збільшують густину бурового розчину шляхом поступового

багатоступінчастого обваження [2]. При бурінні в слабкоглинистих породах доцільніше використовувати інгібіруючі бурові розчини на водні, основі умовно поділяються на чотири класи:

1. Емульсійні бурові розчини. насичені сіллю, інгібовані хлористим кальцієм, інвертні емульсії з регульованою водною фазою. Ними можна бурити в м'яких і пластичних глинах, що складаються з Na- і Ca-монтморилоніту, каолініту, іліту та містять 20-40% глинистих фракцій, які активно взаємодіють з водою.

2. Слабомінералізовані бурові розчини з низькою фільтрацією, емульговані нафтою. Використовують для розбурювання глинистих порід, які представлені тріщинуватими, твердими глинистими сланцями з прошарками Na-монтморилоніту та іліту, що містять 20-30% активних до води фракцій глинистих мінералів вологістю 15-25% і густиною 2200-2500 кг/м³.

3. Інгібуючі бурові розчини (гіпсові, хлоркальцієві), інвертні емульсії з регульованою водною фазою або вапнисто-бітумні розчини (ВБР) для буріння крихких і зневоднених глинистих сланців з низькою проникністю, що містять 20-30% активних до води глинистих мінералів, з природною вологістю 5-15% і густиною 2200-2500 кг/м³.

Залежно від назви інгібітора розрізняють такі типи інгібуючих розчинів [7]:

Вапнисті розчини – це бурові промивальні рідини, інгібітором в яких є оксид (CaO), або гідроксид ($Ca(OH)_2$) кальцію. Ці розчини використовують для розбурювання глинистих відкладів, схильних до набухання, осипання та обвалювання за температури до 100÷120°C.

Полімер-хлоркальцієвий розчин – це глиниста суспензія з невеликим вмістом твердої фази, оброблена полімером-понижувачем фільтрації, розріджувачем, хлористим калієм та флокулянтном. В основному їх застосовують для розбурювання нестійких, сильно набухаючих глинистих відкладів. Цей розчин є ефективним при розкритті гірських порід, схильних до обвалювання та осипання стінок свердловини.

Гіпсокальцієвий розчин – це розчин, в якому роль інгібітора глинистої фази виконують сполуки калію та кальцію. Цей розчин використовують для розбурювання слабостійких висококолоїдних глинистих порід.

Гуматно-акрилово-кальцієвий – це розчин, в якому роль інгібітора глинистої фази виконує хлористий калій. Він є ефективним при розбурюванні глинистих відкладів різного складу, які схильні до обвалювання та осипання.

Алюмокальцієвий глинистий розчин має таку ж область застосування, як кальцієвий і гіпсокальцієвий, де носіями K^+ є алюмокальцієві квасці, що містять сполуки алюмінію. Гідроксид алюмінію, що утворюється, адсорбуватиметься на поверхні глинистих часток і попереджуватиме їх диспергування.

Силкатний розчин – це розчин, в якому інгібітором глинистої фази виступає рідке скло, що володіє адгезійними та когезійними властивостями. Дослідженнями встановлено, що

взірці глинистих сланців зберігають свою форму в силікатних розчинах лише за концентрації рідкого скла не менше 29%. Використання бурових промивальних рідин з великим вмістом рідкого скла при бурінні свердловин є проблематичним через труднощі, які виникають при регулюванні фільтраційних та реологічних властивостей. Ефективним способом зменшення фільтрації є заміна частини робочого розчину на свіжоприготовлений з низькою фільтрацією. Регулювання реологічних властивостей з допомогою луґу небезпечно, оскільки домішки луґу різко підвищують умовну в'язкість та статичне напруження зсуву. В окремих випадках спостерігалось навіть тужавіння розчину. Крім цього, підвищена концентрація рідкого скла в буровій промивальній рідині не завжди сприяла підвищенню стійкості стінок свердловини. У зв'язку з цим силікатні розчини з великим вмістом рідкого скла так і не знайшли широкого застосування. Основною причиною низької ефективності силікатних розчинів, як показали дослідження Роджерса В.Ф., є невідповідність між великою в'язкістю рідкого скла та низькою проникністю глинистих сланців. В глинистих породах рідке скло (полімер) адсорбується на стінках свердловини, а вода продовжує проникати в глибину і зменшує сили зчеплення між шарами породи. Низьку ефективність силікатних розчинів з великою концентрацією рідкого скла Городнов В.Д. пояснює узагальненим критерієм стійкості глинистих порід. У зв'язку із низькою проникністю глинистих сланців на увагу заслуговують силікатні розчини з малим вмістом рідкого скла. Цей розчин використовують для розбурювання нестійких порід, схильних до обвалювання та осипання стінок свердловини [7].

4. Прісні бурові розчини з низькою фільтрацією, оброблені лігносульфонатами, ферохромлігносульфонатами, хромлігносульфонатами для буріння твердих, зневоднених, тріщинуватих глинистих сланців, сильно метаморфізованих під дією високих температур і тисків, часто порушених тектонічними переміщеннями, що містять від 5 до 30% активних до води глинистих мінералів з природною вологістю 2-5% і щільністю 2500-2700 кг/м³ [10].

Проте, недоліком бурових розчинів на водній основі є те, що вони підвищують початкову вологість сильноглинизованих гірських порід, до яких відносяться глинисті сланці, що призводить до порушення стійкості стовбура свердловини. Саме тому найкраще використовувати розчини на вуглеводневій основі: гідрофобно-адгезійні [12], гідрофобно-бітумні [13] та паливно-бітумні. Найбільш ефективними серед них, як виявилось, є паливно-бітумна рідина, до складу якої входить пічне побутове паливо (ППП) та окислений бітум (ОБ) [14]. Її вплив на фізико-механічні властивості гірських порід в лабораторних умовах оцінювалось на глиняно-піщаних моделях чотирьох типів: 1) 15% глини та 85% піску; 2) 50% глини та 50% піску; 3) 85% глини та 15% піску; 4) 100% глини.

З технологію виготовлення лабораторних взірців породи та методикою підготовки їх до лабораторних досліджень можна ознайомитись в роботі [14].

Результати лабораторних досліджень зведено до таблиць 1 – 4.

Лабораторними дослідженнями встановлено, що незалежно від ступеня глинизації лабораторних взірців гірської породи їх міцність спочатку дещо спадає, а потім зростає. При цьому зниження міцності спостерігається для високо- і середньопроникних порід (20÷30%), а для низько- і слабопроникних – 5÷18%. Зменшення міцності взірців породи на початку досліджу пов'язане з тим, що адгезійні властивості окисленого бітуму на цьому проміжку часу менші, ніж розклинює зусилля, яке виникає від дії пічного побутового палива. Подальше перебування взірців породи в спеціалізованій сприяє підвищенню їх міцності, що досягає максимального значення, і через 7÷8 годин стабілізується. При цьому менший час потребується для середньо- і високопроникних порід, а більший – для низько- і слабопроникних порід.

Із збільшенням концентрації клеючої речовини міцність взірців зростає і досягає максимального значення, потім стабілізується або спадає. Максимальне значення концентрації окисленого бітуму, при якому міцність взірців породи найбільша, коливається в межах 5÷9%.

Враховуючи, що ефективність дещо більша ніж гідрофобно-бітумної рідини, а вартість приблизно в 3 рази менша, паливно-бітумна рідина є найбільш раціональною для буріння свердловин у глинистих сланцях.

Тривалість її дії лабораторних умовах оцінювали за зміною маси, форми та часу самовільного руйнування взірців породи при розміщенні їх в фільтратах розчинів з різною концентрацією солі [14].

Було встановлено, що значно більшою стійкістю характеризуються глинизовані взірці породи оброблені паливно-бітумною рідиною після попереднього перебування їх у водному фільтраті розчину солі (KCl, NaCl). Значне зростання стійкості модифікованих взірців породи в усіх типах фільтратів розчину, на нашу думку, пов'язане з адгезійними властивостями окисленого бітуму та підвищеним вмістом смолянистих фракцій в пічному побутовому паливі. Маса модифікованих взірців породи під час перебування в фільтратах розчинів майже не змінюється, що свідчить про добре проникнення паливно-бітумної рідини всередину взірців породи. Проникнення смолистих фракцій пічного побутового палива і окисленого бітуму не тільки протидіє поступленню фільтрату бурового розчину, але значно підвищує сили зчеплення між частинками взірців гірської породи. Тому стійкість модифікованих взірців породи, в порівнянні з звичайними, зростає в прісній воді приблизно в 140 разів, а в фільтратах з хлористим калієм та натрієм – в тисячі разів.

Таблиця 1 – Результати лабораторних досліджень динаміки руйнування взірців глинизованих гірських порід (85%пісок+15%глина) залежно від часу перебування в паливно-бітумній рідині

| Час витримування взірців у рідині, год | Руйнівне напруження стиску, МПа | | | |
|--|---------------------------------|-------------|-------------|-------------|
| | 99%ППП+1%ОБ | 95%ППП+5%ОБ | 95%ППП+5%ОБ | 91%ППП+9%ОБ |
| 0 | 0,125 | 0,125 | 0,125 | 0,125 |
| 2 | 0,082 | 0,085 | 0,243 | 0,277 |
| 4 | 0,130 | 0,142 | 0,359 | 0,384 |
| 6 | 0,159 | 0,174 | 0,435 | 0,455 |
| 8 | 0,183 | 0,200 | 0,469 | 0,479 |
| 9 | 0,188 | 0,205 | 0,515 | 0,500 |

Таблиця 2 – Результати лабораторних досліджень динаміки руйнування взірців глинизованих гірських порід (50%пісок+50%глина) залежно від часу перебування в паливно-бітумній рідині

| Час витримування взірців у рідині, год | Руйнівне напруження стиску, МПа | | | |
|--|---------------------------------|-------------|-------------|-------------|
| | 99%ППП+1%ОБ | 95%ППП+5%ОБ | 95%ППП+5%ОБ | 91%ППП+9%ОБ |
| 0 | 0,726 | 0,726 | 0,726 | 0,726 |
| 2 | 0,314 | 0,387 | 0,479 | 0,489 |
| 4 | 0,436 | 0,527 | 0,548 | 0,594 |
| 6 | 0,499 | 0,564 | 0,636 | 0,703 |
| 8 | 0,522 | 0,702 | 0,728 | 0,734 |
| 9 | 0,606 | 0,730 | 1,089 | 0,996 |

Таблиця 3 – Результати лабораторних досліджень динаміки руйнування взірців глинизованих гірських порід (15%пісок+85%глина) залежно від часу перебування в паливно-бітумній рідині

| Час витримування взірців у рідині, год | Руйнівне напруження стиску, МПа | | | |
|--|---------------------------------|-------------|-------------|-------------|
| | 99%ППП+1%ОБ | 95%ППП+5%ОБ | 95%ППП+5%ОБ | 91%ППП+9%ОБ |
| 0 | 0,777 | 0,777 | 0,777 | 0,777 |
| 2 | 0,577 | 0,733 | 0,791 | 0,759 |
| 4 | 0,535 | 0,763 | 0,899 | 0,874 |
| 6 | 0,577 | 0,829 | 0,976 | 0,947 |
| 8 | 0,668 | 0,837 | 0,993 | 0,958 |
| 9 | 0,747 | 0,850 | 1,000 | 0,984 |

Таблиця 4 – Результати лабораторних досліджень динаміки руйнування взірців глинизованих гірських порід (100%глина) залежно від часу перебування в паливно-бітумній рідині

| Час витримування взірців у рідині, год | Руйнівне напруження стиску, МПа | | | |
|--|---------------------------------|-------------|-------------|-------------|
| | 99%ППП+1%ОБ | 95%ППП+5%ОБ | 95%ППП+5%ОБ | 91%ППП+9%ОБ |
| 0 | 0,842 | 0,842 | 0,842 | 0,842 |
| 2 | 0,697 | 0,738 | 0,738 | 0,792 |
| 4 | 0,581 | 0,815 | 0,815 | 0,892 |
| 6 | 0,631 | 0,838 | 0,838 | 0,956 |
| 8 | 0,683 | 0,862 | 0,862 | 0,981 |
| 9 | 0,791 | 0,886 | 0,886 | 1,031 |

Висновки

1. На даний час велика перспектива забезпечення енергетичної безпеки України бачиться у видобуванні сланцевого газу, колекторами якого є глинисті породи, схильні до кристалічного та осмотичного набухання.

2. Аналізуючи зміну напруженого стану масиву глинистого сланцю, розкритого вертикальною свердловиною, бачимо, що стійкість її стінок, в першу чергу, залежить від геостатичного тиску гірської породи; гідростатичного тиску бурового розчину та коефіцієнта бокового стиснення.

3. Поширеними на практиці методами попередження ускладнень при бурінні в глинистих сланцях є збільшення густини бурового розчину, що веде до пластичної деформації і зміщення порід в стовбур свердловини та використання інгібуючих бурових розчинів на водній основі, що призводить до надмірного зволоження глинистих сланців водним фільтратом та викликає обвалювання та осипання стінки свердловини.

4. Ефективним методом попередження ускладнень може бути паливно-бітумна рідина з вмістом 5÷9% окисленого бітуму, що є універсальною для всіх типів порід схильних до осипання і обвалювання.

Отримані результати досліджень щодо впливу паливно-бітумної рідини на міцність вірців гірських порід в лабораторних умовах потребують підтвердження дослідженнями в умовах, які відповідають реальним – вибійним, що, в свою чергу, потребує спеціального обладнання, над роботою якого працюють автори статті.

Література

1 Ахмадеев Р.Г. Химия промысловых и тампонажных жидкостей [Текст] / Р.Г. Ахмадеев, В.С. Данюшевский. - М.: Недра, 1981. - 151 с.

2 Басарыгин Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин [Текст] / Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. - М.: Недра, 2000. - 677 с.

3 Белов В.П. Образование каверн при бурении [Текст] / В.П. Белов. - М.: Недра, 1970. - 152 с.

4 Енергетичні ресурси та потоки; під заг. ред. А.К. Шидловського. - К.: Українська енциклопедичні знання., 2003. - 472 с.

5 Книга инженера по растворам ЗАО «ССК» [Текст] / В.Н. Губанов, Д.В. Лопатин, В.С. Сычев, А.А. Толстоухов. - М.: Гарусс, 2006. - 549 с.

6 Коржуев А.С. Упрочнение неустойчивых горных пород при бурении скважин [Текст] / А.С. Коржуев, В.А. Никишин, В.А. Бочко. - М.: Недра, 1969. - 152 с.

7 Коцкулич Я. С. Бурові промивні рідини [Текст] : підручник / Я.С. Коцкулич, М.І. Оринчак, М. М. Оринчак. - Івано-Франківськ: ІФНТУНГ Факел, 2008. - 500 с.

8 Коцкулич Я. С. Буріння нафтових і газових свердловин [Текст]: підручник / Я. С. Коцкулич, Я. М. Кочкодан. — Коломия: ВІК, 1999. — 504 с.

9 Кудряшев Б. Б. Бурение скважин в осложненных условиях [Текст] / Б.Б. Кудряшев, А.М. Яковлев. - М.: Недра, 1987. - 269 с.

10 Михеев В.Л. Технологические свойства буровых растворов [Текст] / В.Л. Михеев. - М.: Недра, 1979. - 239 с.

11 Перспективи нарощування геологорозвідувальних робіт національною акціонерною компанією «Нафтогаз України» до 2015 / Олександр Зейкан, Василь Гладун, Петро Чепіль, Петро Максимчук // Геологія і геохімія горючих копалин. - 2011. - №1-2(154-155). - С. 59-61.

12 Оринчак М.І. Гідрофобно-адгезійна ванна / М.І. Оринчак, М.М. Оринчак // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. - 2007. - № 4(28). - С. 128-131.

13 Оринчак М.І. Гідрофобно-бітумна ванна / М.І. Оринчак, М.М. Оринчак // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. - 2008. - № 2(30) - С. 67-71.

14 Оринчак М.І. Паливно-бітумна ванна / М.І. Оринчак, А.І. Різничук, М.М. Оринчак, О. С. Бейзик // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. - 2011. - № 3(40). - С. 90-95.

15 Спивак А.И. Разрушение горных пород при бурении скважин [Текст] / А.И. Спивак, А.Н. Попов. - М.: Недра, 1979. - 239 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
11.05.12*

*Рекомендована до друку професором
Коцкуличем Я.С.*

АНАЛІЗ І РАЦІОНАЛІЗАЦІЯ КОНСТРУКЦІЇ ПІНОГЕНЕРУЮЧОГО УСТАТКУВАННЯ АБО ПРИСТРОЮ

В.М. Савик, М.М. Лях, В.М. Вакалюк, Я.В. Солоничний

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42353,
e-mail: savicppntu@rambler.ru

Висвітлено актуальність проблеми, пов'язаної з необхідністю промивання свердловин пінистими розчинами у процесі їх буріння і освоєння. Наведено окремі характерні ознаки аерованих рідин і пінистих розчинів та приклади їх застосування на конкретних родовищах. Описано основні вимоги до аерованих рідин та пінистих розчинів, а також позитивні ефекти, які можна отримати при правильному їх використанні. Здійснено огляд способів отримання пін та досягнення належного ефекту диспергування.

Проведено широкий аналітичний огляд різноманітних типів піногенеруючих пристроїв і наведені їх структурні схеми. Розроблено структурну схему найбільш ефективного піногенеруючого пристрою. Даються рекомендації щодо раціоналізації конструкції піногенеруючого устаткування. Описано конструкцію та принцип роботи запропонованої нової конструкції піногенеруючого пристрою.

У висновках дається настанова та рекомендації щодо подальших напрямів дослідження та вдосконалення піногенеруючого устаткування.

Ключові слова: піногенератор, аератор, пінистий розчин, піногенеруючий пристрій, аеровані рідини, піноутворення, промивання свердловин пінами.

Освещена актуальность проблемы, связанной с необходимостью промывки скважин пенстыми растворами при их бурении и освоении. Приведены отдельные характерные признаки аэрированных жидкостей и пенстых растворов и примеры их применения на конкретных месторождениях. Описаны основные требования к аэрированным жидкостям и пенстым растворам, а также положительные эффекты, которые можно получить при правильном их использовании. Рассмотрены способы получения пен и достижения должного эффекта диспергирования.

Проведен широкий аналитический обзор различных типов пеногенерирующих устройств и приведены их структурные схемы. Разработана структурная схема наиболее эффективного пеногенерирующего устройства. Даны рекомендации по рационализации конструкции пеногенерирующего оборудования. Описаны конструкция и принцип работы предлагаемой новой конструкции пеногенерирующего устройства.

В заключение поданы инструкции и рекомендации для дальнейших направлений исследования и совершенствования пеногенерирующего оборудования.

Ключевые слова: пеногенератор, аэратор, пенящийся раствор, пеногенерирующее устройство, аэрационные жидкости, пены, промывка скважин пенами.

The abstract deals with the necessity of flushing the wells via foamed solutions in the process of drilling and completion. The specific characteristics of aerated liquids and foamed solutions as well as the examples of their application in certain fields were mentioned. Furthermore, the basic requirements for aerated liquids and foamed solution, including the positive effects that can be obtained in case of their proper application were described.

The author also accomplished the review of foam production process and the ways to achieve proper dispergation effect. An extensive analytical review of various foam-generating devices' performances was made. The structural data charts of foam-generating devices were presented. The structural chart of most effective foam-generating device was designed. Next the author gives us recommendations regarding the design rationalization of foam-generating equipment. The design and operation principle of proposed new construction of foam-generating device was characterized.

The conclusions provide us with the guidelines and recommendations for the future research lines and foam-generating equipment improvement.

Keywords: foam-generator, aerator, foamed solution, foam-generating device, aerated liquids, foamability, flushing of the wells via foams.

Постановка проблеми у загальному вигляді та її зв'язок із важливими науковими чи практичними завданнями. Кінцева мета буріння нафтових і газових свердловин – отримання припливу нафти або газу. Тривалі промислові спостереження і спеціальні дослідження свідчать, що якість промивальної рідини може суттєво вплинути на термін освоєння свердловини і величину припливу нафти або газу. Існує багато прикладів, коли свердловини, пробурені на неясному глинистому розчині, не давали припливу нафти, хоча сусідні свердловини, пробурені з промиванням іншими рідинами, працювали з достатньо високими дебітами.

Оскільки головним фактором, який сприяє проникненню промивальної рідини та її фільтрату у продуктивний пласт, є надлишковий тиск у свердловині, при розкритті необхідно підтримувати рівновагу між тисками у свердловині і пласті. Тому густина промивальної рідини повинна бути такою, щоб статичний тиск її стовпа у свердловині дорівнював пластовому у тій точці пласта, де коефіцієнт аномальності найбільший. Це ж стосується і свердловин із аномально низькими пластовими тисками (АНПТ), які пробурені на перспективних площах Західної України та деяких зонах Дніпровсько-Донецької западини.

Аналіз останніх досліджень і публікацій, в яких започатковано розв'язання даної проблеми. Для вивчення геологічної будови на перспективних площах Західної України здійснено буріння пошуково-розвідувальних свердловин на Коломийській, Гуцулівській, Дебеславецькій і Старобогородчанській площах. В роботі [1] подано аналіз результатів процесів буріння, кріплення та випробування пластів на даних площах. Ускладнення в процесі буріння, в основному, пов'язані з нестійкими відкладами непродуктивної (верхньої) частини розрізу та аномально низькими пластовими тисками в них, що призводить до обвалювання стінок свердловин, утворення каверн, водопроводів, поглинань та прихоплювання інструменту внаслідок перепаду тиску.

Для покращення технології буріння необхідне удосконалення конструкції свердловин, насамперед в умовах, коли гідростатичний тиск менший або рівний пластовому; щоб запобігти виникненню таких типових ускладнень, як поглинання промивальної рідини, водопрояви, прихоплювання інструменту внаслідок перепаду тиску, осипання порід і каверноутворення, необхідно першочергово використовувати ефективні промивальні рідини, які б відповідали вимогам технології буріння свердловин в таких складних гірничо-геологічних умовах.

За якістю розкриття перспективних продуктивних горизонтів на розвідувальних площах Передкарпаття та Дніпровсько-Донецької западини та результатами геофізичних досліджень і випробувань пластів встановлено, що переважна більшість з них розкривались із значною репресією на пласт. Такі умови, особливо при тривалому процесі закриття, сприяють проникненню фільтрату та твердої фази промивальної рідини в продуктивні пласти.

Аналіз впливу технології розкриття продуктивних горизонтів на зміну проникності пластів у привибійній зоні та на продуктивність свердловин показав, що в процесі розкриття відбувається зниження фільтраційних властивостей пластів, причому із збільшенням репресії найбільше знижується продуктивність свердловин, в яких продуктивні пласти характеризуються тріщиною проникливістю. Наявність тріщин сприяє проникненню в них не тільки фільтрату, але і твердих частинок промивальної рідини із наступним закупоренням не тільки тріщин, але і навколотріщинного простору.

Таким чином, основними негативними наслідками використання промивальної рідини, яка створює значну репресію на продуктивний пласт, є:

- погіршення фільтраційної характеристики колекторів та подальше зниження продуктивності свердловини;
- збільшення терміну освоєння свердловини, а в деяких випадках неможливість отримання припливів та достовірної оцінки наявності вуглеводнів у пласті.

Все це призводить до досить відчутного підвищення вартості робіт та термінів спорудження свердловини. При розкритті продуктив-

них горизонтів з коефіцієнтом аномальності нижчим 1,0 для промивання слід використовувати мінералізовані аеровані рідини з домішками поверхнево-активних речовин (ПАР) або рідини на нафтовій основі, а за низьких коефіцієнтів аномальності – піни і газоподібні агенти [2].

Аеровані промивальні рідини поділяються на аеровану воду, аеровані глинисті суспензії і піни.

Аерованими називають промивальні рідини, в які введено газовий компонент, що надає їм нових властивостей. Аерується розчин механічним шляхом – насиченням вихідного розчину повітрям, або хімічним шляхом – обробкою розчину піноутворюючими ПАР.

Будь-яка аерація дозволяє в широких межах регулювати густину промивальної рідини і тим самим зменшувати або збільшувати гідростатичний тиск на вибій. При механічній аерації за допомогою компресорів густина розчину може бути знижена до 100 кг/м³, а при хімічній – до 700 кг/м³.

Якщо до аерованої рідини додають піноутворюючу ПАР (наприклад, оксиетилловий поліфенол ОП-10), то вона сприяє утворенню дуже дрібних глобул повітря в аерованій рідині і перетворює останню на піну. Піна – агресивна нестійка дисперсна система, яка складається з бульбашок газу (дисперсної фази), що розділені плівками рідини (дисперсного середовища). Основну частину об'єму піни (до 99%) складає газоподібна фаза.

Для визначення стану фаз в газорідній системі використовується показник ступеня аерації рідини a , який представляє собою відношення об'ємних витрат газу Q_g і рідини Q_p при атмосферному тиску, тобто

$$a = \frac{Q_g}{Q_p} \quad (1)$$

При $a < 60$ дисперсна система «газ – рідина» є аерованою рідиною, а при $a = 60 - 300$ – піною.

Кратність піни K_n оцінюється відношенням об'єму піни V_n до об'єму V_p , яка містить піноутворювач, тобто

$$K_n = \frac{V_n}{V_p} \quad (2)$$

Даний показник змінюється в залежності від властивостей використовуваних ПАР, їх концентрації в розчині і способу отримання піни. До піни відноситься газорідна система з кратністю $K_n \geq 3,8$; при $K_n \leq 3,8$ повітряно-рідинна суміш вважається емульсією газу в рідині.

Пінна система характеризується такими основними властивостями:

- піноутворююча здатність (пінистість) визначається об'ємом (в мл), або висотою стовпа (в мм) піни, яка утворюється з постійного об'єму розчину при забезпеченні певних умов протягом даного часу;
- стабільність (стійкість) піни, тобто час існування певного об'єму піни;
- дисперсність, тобто розподіл бульбашок за розмірами;

– коефіцієнт теплопровідності є дуже важливим показником при бурінні у багаторічно-мерзлих породах.

Піни ефективно застосовуються при бурінні свердловин у твердих породах (вапняках, доломітах), у пористих та тріснутих поглинаючих породах, при розкритті продуктивних пластів, освоєнні та капітальному ремонті свердловини в умовах аномально низьких тисків (0,3 – 0,8 від значень гідростатичного тиску). Піни також використовують при бурінні свердловин в надмерзлих породах, оскільки вони забезпечують розмерзання порід та практично забезпечують номінальний діаметр свердловини.

Піна порівняно з відомими циркулюючими агентами (газ, вода, глиниста промивальна рідина) володіє специфічними властивостями та перевагами. В роботі [3] на основі аналізу практики буріння свердловин описано низку переваг піни:

– порівняно із іншими буровими розчинами піни дозволяють легко і в широкому діапазоні регулювати вибійний тиск як в процесі циркуляції, так і в період проведення спуско-піднімальних операцій за рахунок зміни ступеня аерації;

– в'язкість піни можна регулювати в широких межах і в деяких випадках вона може значно перевищувати в'язкість інших бурових розчинів;

– використання піни майже повністю запобігає проникненню бурового розчину в пласт за рахунок закупорюючої дії бульбашок піни;

– значно покращуються умови винесення частин вибуреної породи внаслідок прилипання їх до бульбашок повітря, а наявність стиснутого повітря в системі призводить до збільшення швидкості вихідного потоку, що дозволяє зменшити подачу насоса. Як показали експерименти, при ступені аерації $a \geq 20$ подачу насоса можна зменшити на 50%, що призведе до значного зниження гідродинамічного тиску на стінки свердловин;

– механічна швидкість проходки збільшується внаслідок збереження вибою в чистому вигляді, адсорбційного зниження твердості породи (ефект Ребіндера), а також зменшення гідродинамічного тиску на вибій свердловини;

– трифазна піна дозволяє зберегти стійкість стінок свердловини в процесі розкриття пластів з невеликими тисками, оскільки відсутні перепади гідродинамічного тиску на стінки свердловини і показник фільтрації низький.

В роботі [4] проведено аналіз проектних даних по 129 свердловинах БУ “Укрбургаз” і ОАО “Укрнафта”. На основі виконаної оцінки впливу гідравлічних особливостей первинного розкриття інтервалів продуктивних горизонтів на стан фільтраційної характеристики пластів рекомендується для спорудження свердловин з АНПТ використовувати промивальні рідини меншої густини (інвертно-емульсійні). Отже, виникає необхідність у розробленні обладнання для виготовлення піни з необхідними параметрами.

Виділення невирішених раніше частин загальної проблеми, яким присвячується стаття. Отримання піни у виробничих умовах здійснюється в спеціальних піногенеруючих пристроях за рахунок інтенсивного сумісного диспергування піноутворюючої рідини і повітря (газу).

Ефект диспергування досягається: при проходженні потоку газу через піноутворюючу рідину; дією рухомих пристроїв на рідину в атмосфері повітря або ж дією рухомої рідини на будь-яку перешкоду; ежектуванням повітря рухомих потоком рідини.

Процес піноутворення складний через сумісний вплив численних фізико-хімічних, фізико-технічних та інших чинників. В наш час піну, яка використовується при бурінні як очисний агент, отримують тільки диспергаційним способом в спеціальних піногенеруючих пристроях. При попередньому отриманні піни можна регулювати її кратність, дозуючи витрату піноутворюючої рідини і повітря (газу), а за необхідності – змінюючи конструктивні параметри піногенеруючого пристрою.

Метою роботи є аналіз існуючого піногенеруючого устаткування та раціоналізація його конструкції для покращення якості піноутворення.

Висвітлення основного матеріалу дослідження. За конструктивними відмінностями піногенеруючі пристрої можна поділити за такими основними типами:

– з піноутворенням внаслідок багаторазових ударів повітря і піноутворюючої рідини;

– з піноутворенням при барботуванні повітрям піноутворюючої рідини;

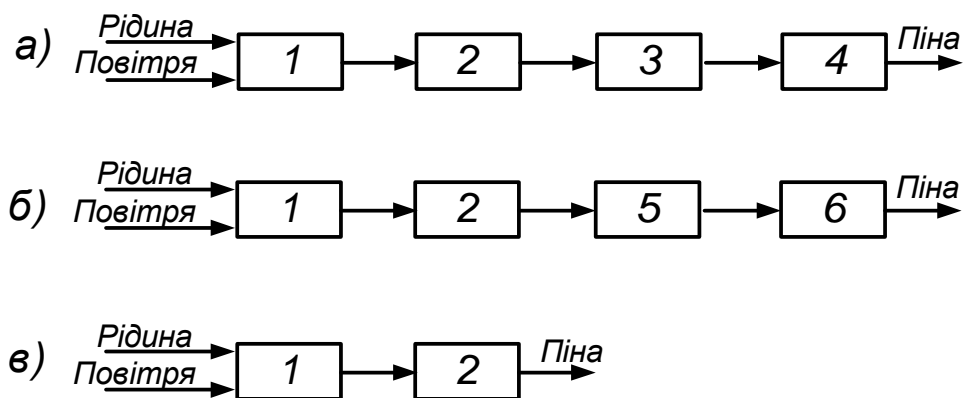
– з піноутворенням під тиском через розпилювач на сітку;

– піногенеруючі пристрої, в яких потоки повітря і піноутворюючої рідини перемішуються обертальними лопатками-турбінами, що приводяться в рух автоматичним приводом або стиснутим повітрям, що надходить в піногенеруючі пристрої.

На даний час розроблено багато різних конструкцій піногенеруючих пристроїв [5]. У розглянутих типових конструкціях піна утворюється на сітці або при попаданні суміші в перфоровану трубку. Структурні схеми таких піногенеруючих пристроїв зображені на рис. 1.

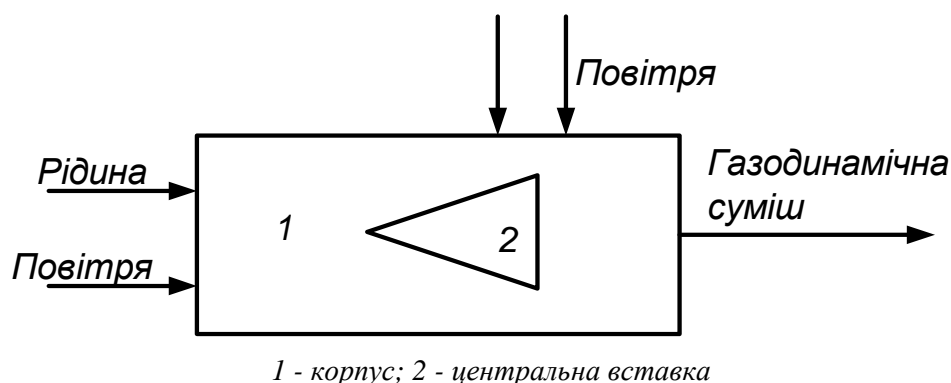
Розглянуті піногенеруючі пристрої можуть бути рекомендовані для буріння неглибоких геологорозвідувальних, інженерно-геологічних, геофізичних та інших свердловин. Для буріння глибоких свердловин необхідно використовувати спеціальні дотискні пристрої.

Утворення газорідинної суміші в пристрої для насичення рідини газом [6] відбувається таким чином: при проходженні рідиною центральної вставки в корпусі за нею утворюються кавітаційна каверна, яка сприяє введенню в рідину газового потоку, перемішування й диспергування компонентів суміші. Структурна схема даного пристрою зображена на рис. 2.



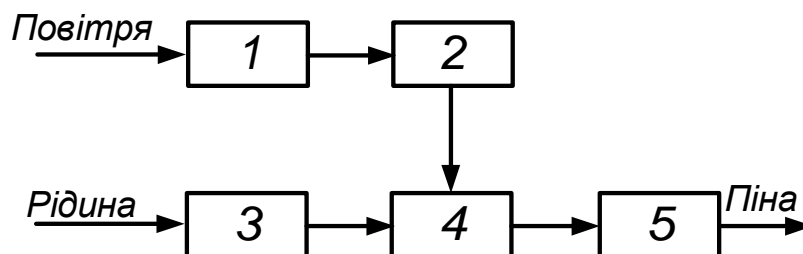
1 - камера змішування; 2, 4 - сітка; 3 - легкий сипкий матеріал;
5 - отвори трубки; 6 - перфорована трубка

Рисунок 1 – Структурні схеми піногенеруючих пристроїв



1 - корпус; 2 - центральна вставка

Рисунок 2 – Структурна схема пристрою для насичення рідини газом



1 - циліндрична вставка; 2 - отвори дифузора; 3 - ежекторна вставка;
4 - камера змішування; 5 - сітки

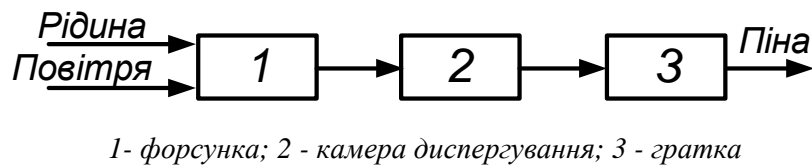
Рисунок 3 - Структурна схема піногенеруючого пристрою

До причин, що перешкоджають ефективному використанню пристрою в бурінні свердловин, можна віднести те, що за високих тисків рідини (більше 1,0 МПа) даний пристрій буде непрацездатним. А під час буріння промивальна рідина може подаватись під тиском (5÷10) МПа і більше. Крім цього, повітря в даному пристрої повинно подаватись під тиском, не меншим тиску рідини, а це вимагає додаткового оснащення пристрою компресором високого тиску.

Для підвищення якості піни при проведенні геологорозвідувальних робіт використовується піногенеруючий пристрій [7], конструктивною особливістю якого є те, що на виході із камери піноутворення встановлені сітки з розміщени-

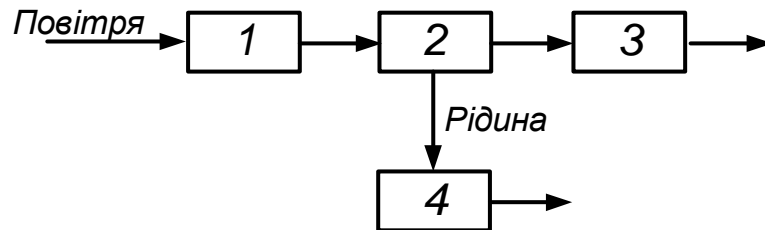
ми в них кульками. Газорідинна суміш ударяється до сферичної сітки з кульками. При цьому кульки, підхоплені потоком, будуть здійснювати рух по замкнутій території, ударяючись між собою, до стінок ежекторної вставки і сферичної сітки. Відділені від кульок мікрочастинки переходять в пінну суміш, підвищуючи якість утворення піни. Структурна схема піногенеруючого пристрою зображена на рис. 3.

Таке конструктивне виконання піногенеруючого пристрою забезпечує подрібнення робочого і ежекторного середовища на першій стадії надходження в пристрій, а потім багаторазове їх подрібнення рухомими по замкнутих траєкторіях кульками, дією кавітаційних проявів і магнітних сил, перехід в поверхневу плів-



1 - форсунка; 2 - камера диспергування; 3 - ґратка

Рисунок 4 - Структурна схема піногенеруючого пристрою для технічної піни



1 - ежектор; 2 - вихрова камера; 3 - калібруючі ґратки; 4 - відвідний канал

Рисунок 5 - Структурна схема піногенеруючого пристрою для освоєння свердловин

ку мікрочастинок при зношенні кульок. Це буде покращувати утворення дрібної, рівномірної за розмірами бульбашок стабільної піни. Це забезпечить підвищення ефективності очищення вибою і стовбура свердловини від шлама.

Розглянутий піногенеруючий пристрій може бути рекомендований для буріння неглибоких геологорозвідувальних, інженерно-геологічних, геофізичних та іншого призначення свердловин за невеликих тисків робочого і ежекторного середовищ. При високих тисках відбуватиметься інтенсивне зношування поверхонь корпусу, ежекторної вставки і сферичної сітки.

Піногенеруючий пристрій для приготування технічної піни, який описаний в [8], має камеру диспергування, яка виконана у вигляді зрізаного конуса і розширюється в напрямі ходу піни, має встановлений вздовж її осі глухий циліндр, що з'єднаний із стінками камери гвинтовою перегородкою. Наповнювач виготовлений із волокнистого пружного матеріалу, а патрубків для повітря і рідини сходяться у форсунці, яка встановлена на вході в камеру диспергування. На виході із цієї камери встановлена ґратка і пінопровід, що видається назовні. Структурна схема піногенеруючого пристрою зображена на рис. 4.

Для отримання пін високого тиску створено піногенеруючий пристрій [9], який дає змогу отримувати на виході високоструктуровані піни потрібних параметрів (за кратністю, стійкістю, тиском) з розчину ПАР та природного газу тиском (3÷5)МПа із застосуванням для подачі робочої рідини насосних агрегатів з робочим тиском до (40÷50)МПа.

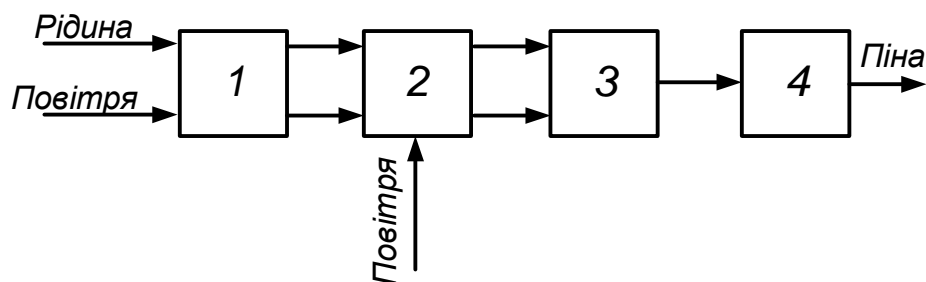
Даний піногенеруючий пристрій застосовується для освоєння свердловин з використанням газу пониженого тиску відносно піни. В умовах бурової установки такі високі тиски рідини і повітря отримати неможливо без використання додаткових насосних агрегатів і компресорних станцій.

Проведений аналіз конструкції різних типів піногенеруючих пристроїв, їх структурний

аналіз дають можливість провести класифікацію піногенеруючих пристроїв. У всіх типах розглянутих піногенеруючих пристроїв рідина подається із більшим тиском порівняно з повітрям. Повітря, як правило, засмоктується до місця змішування. Повітря може подаватися під атмосферним тиском або, що частіше, під тиском компресора. Робоча рідина в піногенеруючому пристрої в основному використовується із домішками ПАР. Рідина подається в одно- або багатосоплову вставку. Змішування двох фаз може здійснюватися за рахунок насичення рідини повітрям (газом), або за рахунок відцентрових сил. Піноутворення може здійснюватися в камері змішування; на сітці (сітковому пакеті); в перфорованій трубці; в камері змішування і на сітках; у вихровій камері. Встановити піногенеруючий пристрій можна безпосередньо на маніфольді бурового насоса, або, зробивши "байпас", що дасть можливість включати його за необхідності переходу на буріння з піною при розкритті продуктивних пластів.

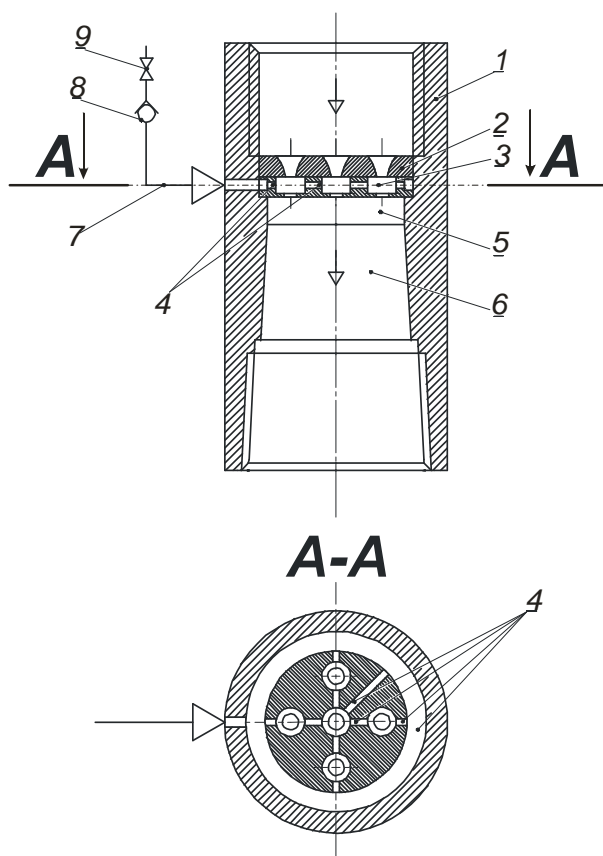
Особливістю піногенеруючого пристрою для освоєння свердловин є те, що суміш рідини з газом подається тангенційно виконаним каналом у вихрову камеру. Під дією відцентрових сил суміш розділяється на рідину біля стінок, яка виділяється з піногенеруючого пристрою через відвідний канал, і піну, яка проходить крізь калібруючі ґратки і подається через вихідну трубу. Структурна схема такого піногенеруючого пристрою зображена на рис. 5.

Провівши структурний аналіз, можна дійти висновку, що для проектуваного піногенеруючого пристрою необхідно підібрати структурну схему, зображену на рис. 6. Запропонований піногенеруючий пристрій буде найбільш близьким до пристрою для насичення рідини повітрям або газом [10], під час роботи якого промивальна рідина подається до соплової вставки. Внаслідок великих швидкостей витікання рідини із сопла у камері змішування утворюється розрідження і повітря із атмосфери поступає в цю камеру, де проходить процес змішування рідини з повітрям.



1 - багатосоплова вставка; 2 - камера попереднього змішування;
3 - камера кінцевого змішування; 4 - дифузор

Рисунок 6 – Структурна схема проектуваного піногенеруючого пристрою



1 - корпус; 2 - сопла; 3 - камери ежекційні попереднього змішування; 4 - камери для повітря чи газу; 5 - камера кінцевого змішування; 6 - дифузор; 7 - штуцер; 8 - зворотній клапан; 9 - запірнорегулюючий елемент

Рисунок 7 – Піногенеруючий пристрій

При великих подачах рідини односопловий пристрій є неефективним через незначну площу контактування рідини з повітрям. Наявність тільки однієї ступені насичення рідини повітрям дає низьку якість насичення рідини повітрям або газом. Тому в'язка промивальна рідина в даному пристрої не буде проходити належного перемішування і диспергування суміші до піноутворення. Для підвищення ефективності піноутворення нами пропонується вдосконалити піногенеруючий пристрій шляхом збільшення ступенів насичення рідини повітрям (газом)

та збільшення площі контактування із струменями рідини за рахунок належного перемішування і диспергування суміші. Для цього камера змішування поділена на декілька ежекційних камер попереднього змішування, кожна з яких містить сопло і канал для підведення повітря (газу), додатково введено камеру кінцевого змішування струменів, що виходять із камер попереднього змішування. Стабілізація потоку піни здійснюється в дифузорі, де зменшується швидкість руху потоку рідини і зростає тиск.

Піногенеруючий пристрій (рис. 7) для насичення бурового розчину повітрям або газом з подальшим піноутворенням працює так [1]. Буровий розчин поступає в корпус 1 пристрою і через багатосоплову вставку 2 в камерах 3 попереднього змішування за рахунок ефекту ежекції, захоплює повітря, яке підводиться каналами 4 і змішується з рідиною. Далі суміш підводиться до камери кінцевого змішування 5, де відбувається інтенсивне змішування та диспергування суміші із багатьох струменів. У дифузорі 6 проходить стабілізація отриманого потоку піни. До каналів 4 повітря (газ) підводиться через штуцер 7, зворотний клапан 8, запірнорегулюючий елемент 9. За певних умов, коли швидкість розчину через багатосоплову вставку 2 буде недостатньою для створення ефекту ежекції (всмоктування повітря), розчин за відсутності зворотного клапана 8 поступав би в повітряну або газову лінію. За допомогою запірнорегулюючого елемента 9 можна регулювати об'єм повітря або газу, що надходить, це дає можливість змінювати параметри пінистого розчину (його густину).

Висновки

1 Запропонований піногенеруючий пристрій повинен забезпечити високу ефективність насичення промивальної рідини повітрям (газом) і високоякісне піноутворення за рахунок можливості насичення в'язких промивальних рідин повітрям (газом) та можливості регулювати у значних межах насичення повітрям (газом) суміші.

2 Для розроблення конструкторської документації на виготовлення запропонованого піногенеруючого пристрою необхідно провести додаткові дослідження геометричних параметрів багатосоплових піногенеруючих пристроїв.

Література

- 1 Марухняк В.М. Геологотехнологічні проблеми розкриття горизонтів з аномально низькими пластовими тисками та гранулярними колекторами в Західному регіоні України / В.М. Марухняк // Мінеральні ресурси України. – 2005. - №1. - С. 35-37.
- 2 Коцкулич Я.С. Буріння нафтових і газових свердловин. [Текст] / Я.С.Коцкулич, Я.М. Кочкодан. – Коломия: ВПТ "Вік", 1999. – 504 с.
- 3 Амиян В.А. Повышение качества вскрытия пласта [Текст] / В.А. Амиян, А.В. Амиян // Обзорная информация. – М.: ВНИИОЭНГ, 1985. – Сер. бурение.
- 4 Мислюк М.А. До оцінки первинного розкриття горизонтів на родовищах України. [Текст] / М.А. Мислюк, І.М. Ковбасюк, В.М. Стасенко, М.В. Гунда // Нафтова і газова промисловість. – 2005. – № 6. – С.17-19.
- 5 Яковлев А.М. Бурение скважин с пеной на твердые полезные ископаемые. [Текст] / А.М. Яковлев, В.И. Коваленко. – Ленинград: Недра, 1987. – 128 с.
- 6 Патент України № 55531, С2 7В01F3/04. Е02В8/08. Пристрій для насичення рідини газом / Романцов В.П., Доброногов В.Г., Булгаков О.Б., Булгаков Б.Б., - № 2000106011. Заявл. 24.10.2000. Опубл. 15.04.2003.
- 7 Пат. 2054312 С1 Российской Федерации, МПК 6В01F5/04. Пеногенератор / Толочков И.И., Коломиец А.М., Прокшиц В.И., Певзнер В.П., Максаков В.И. -№ 4666628/26. Заявл. 24.03.89. Опубл. 20.02.96.
- 8 Пат. 2047488 С1 Российской Федерации, МПК 6В28С5/38. Пеногенератор / Пылаев А.Я. – № 5059402/33. Заявл. 20.08.92. Опубл. 10.11.95.
- 9 Розробка та впровадження комплексу технологічних заходів для закінчування свердловин в умовах гранулярних колекторів з АНПТ в Західному регіоні та Криму: Заключний звіт про науково-дослідну роботу за договором №16/03 з НАК "Надра України". – Полтава, 2003.
- 10 Кузьменко М.М. Технические средства для приготовления буровых растворов // Обзорная информация. Сер. Техника, технология и организация геологоразведочных работ. – М: ВИЭМС, 1991.
- 11 Патент України № 35717, МПК В01F3/4, Е02В8/00. Піногенеруючий пристрій / Лях М.М., Савик В.М., Лужаниця О.В., Тимошенко В.М., Фурса Р.П., Вакалюк В.М. - № а2006108923. Заявл. 10.08.2006. Опубл. 10.10.2008. Бюл. №19.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
10.07.12
Рекомендована до друку професором
Копєєм Б.В.*

НАПРУЖЕНО-ДЕФОРМОВАНИЙ СТАН СТИСНЕНОЇ БУРИЛЬНОЇ КОЛОНИ У ГОРИЗОНТАЛЬНОМУ СТОВБУРІ СВЕРДЛОВИНИ

Р.В. Рачкевич

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42342,
e-mail: public@nupg.edu.ua

Обґрунтовується доцільність видобування газу із сланцевих пластів на території України. Наводяться приклади профілів свердловин, які використовуються для даної мети. Розглянуто особливості конструкції бурильної колони для буріння свердловин із горизонтальними ділянками значної довжини. На основі наведених матеріалів встановлено, що теоретичний аналіз напружено-деформованого стану стисненої бурильної колони в горизонтальному прямолінійному стовбурі свердловини викликає практичний інтерес з метою визначення напружень у її поперечному перерізі та порівняння їх із допустимими величинами. За даним напрямком проаналізовано наукові напрацювання та виділено задачі, які потребують додаткового опрацювання. Зокрема розглянуто форму пружної осі бурильної колони при її стисканні у горизонтальному стовбурі свердловини силою, величина якої більша від критичної. Наводяться формули для розрахунку нормальних напружень у поперечному перерізі бурильних труб за даних умов, а також приклад розрахунку згідно із запропонованою методикою.

Ключові слова: сланцевий газ, бурильна колона, напруження, деформація, стійкість

Обоснована целесообразность добычи газа из сланцевых пластов на территории Украины. Приводятся примеры профилей скважин, использующихся с этой целью. Рассмотрены особенности конструкции бурильной колонны для бурения скважин с горизонтальными участками значительной длины. На основе приведенных материалов установлено, что теоретический анализ напряженно-деформированного состояния сжатой бурильной колонны в горизонтальном прямолинейном стволе скважины представляет практический интерес для определения напряжений в ее поперечном сечении и с целью сравнения их с допустимыми значениями. По указанному направлению проанализированы научные наработки и выделены задачи, которые нуждаются в дополнительном внимании. В частности рассмотрена форма упругой оси бурильной колонны при ее сжатии в горизонтальном стволе скважины силой, значение которой больше критического. Приводятся формулы для расчета нормальных напряжений в поперечном сечении бурильных труб при данных условиях, а также пример расчета согласно предложенной методике.

Ключевые слова: сланцевый газ, бурильная колонна, напряжения, деформация, устойчивость

In the article the expediency of gas production from shale strata in the territory of Ukraine is substantiated. There are examples of holes profiles which are used for this purpose. Features of a drill column construction for well boring with horizontal leases of significant length are reviewed. On the basis of the reviewed materials it is possible to confirm, that practical concern of the idealized analysis of the shrunk drill column mode deformation in a horizontal rectilinear well bore for definition of stresses in its cross-section and their comparison with admissible values is of great interest. Scientific articles in this direction are analyzed and the problems which need an additional improvement are dedicated. The elastic fulcrum form of a drill column which is in a horizontal well bore, and is shrunk by force which is more than the critical load is reviewed. There are formulas for calculation of normal stresses in a cross-section of drill pipes. At the end of article there is a calculation example according to the stated method of application and deductions.

Keywords: shale gas, drill column, stresses, strain, stability

На даний час для задоволення внутрішніх потреб Україна імпортує близько 80% газу, тому проблема видобутку власних енергоносіїв постає надзвичайно гостро. Одним із шляхів її вирішення є видобування газу із сланцевих пластів. Проблемою буріння в таких пластах є те, що сланець є більш щільний, має низьку пористість і складається з більш твердих частинок. Таку породу руйнувати набагато складніше, а запаси газу в родовищах сланцю є дещо меншими. Щоб видобути сланцевий газ, необхідно пробурити значну кількість горизонтальних свердловин, кожна з яких матиме обмежений дебіт.

З іншого боку, згідно із результатами закондонних досліджень Україна володіє значними запасами сланцевого газу. Наприклад, представники компанії Shell заявляють, що найбільш перспективними в плані розроблення родовищ

сланцевого газу в Європі є Польща, Швеція та Україна. За деякими прогнозами наша держава може видобувати 20–22 млрд. м³ сланцевого газу на рік (для порівняння, в 2009 р. Україна імпортувала 26 млрд. м³ газу). Отже, сланцевий газ перспективний ресурс для України з її відносно обмеженими енергетичними ресурсами.

Якщо в Європі розробка та видобування сланцевого газу перебувають на початковій стадії, то в США даними питаннями займаються вже давно. Так, промислово розробку покладів сланцевого газу почали ще у 90-х роках минулого століття. Його частка в загальному об'ємі видобутого газу становить приблизно 12%. Передбачається, що до 2020 року частка сланцевого газу у США зросте до 50%.

Свердловини для видобування газу із сланцевих пластів об'єднує ряд спільних ознак. Спочатку буриться вертикальний стовбур гли-

биною від 1800 до 4300 м. Далі здійснюється набір зенітного кута. Криволінійні ділянки, які при цьому утворюються, бувають трьох видів: а) з малим радіусом викривлення 12–6 м (інтенсивність викривлення $5^0 - 10^0 / 10$ м); з середнім радіусом викривлення – 290–50 м (інтенсивність викривлення $7^0 - 5^0 / 10$ м); з великим радіусом викривлення – 900–290 м (інтенсивність викривлення $2^0 - 6^0 / 10$ м). Дуже часто криволінійні ділянки таких свердловин мають змінну інтенсивність викривлення. І, насамкінець, буриться горизонтальний стовбур довжиною порядку 1500 м (рис. 1). Натомість свердловини для видобування сланцевого газу намагаються бурити, не змінюючи азимутальний кут.

Для підтвердження вищезазначеного розглянемо план та профіль свердловини «Canyon Creek 62H», що зображені на рисунку 2 [1], а також профіль свердловини, пробуреної за допомогою обладнання «BAKER HUGHES» [2] (рис. 3).

Для буріння свердловин із горизонтальними ділянками значної довжини, зокрема і для видобування сланцевого газу, використовуються бурильні снаряди із низкою особливостей у конструкції. Розглянемо деякі із них: а) долото МСТНУ діаметром 215,9 мм; перехідник довжиною 0,5 м; шарнір з кутом перекосу 3^0 ; вибійний двигун ДЗ-172 довжиною 6,9 м; телесистема 178 мм і довжиною 8 м; бурильні труби 127мм; б) долото МСТНУ діаметром 215,9 мм; перехідник довжиною 0,3 м; вибійний двигун ДЗ-172 довжиною 6,9 м; телесистема діаметром

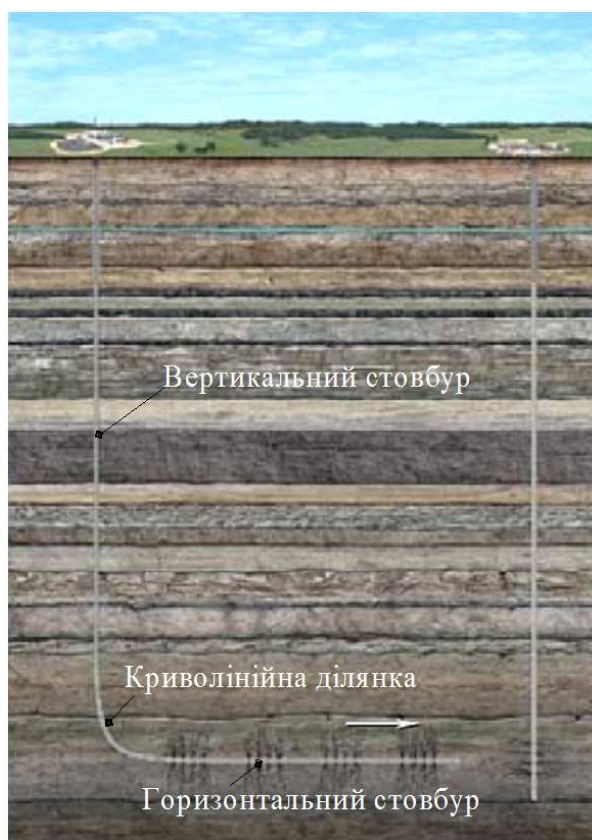


Рисунок 1 – Загальний вигляд профілю свердловини для видобування сланцевого газу

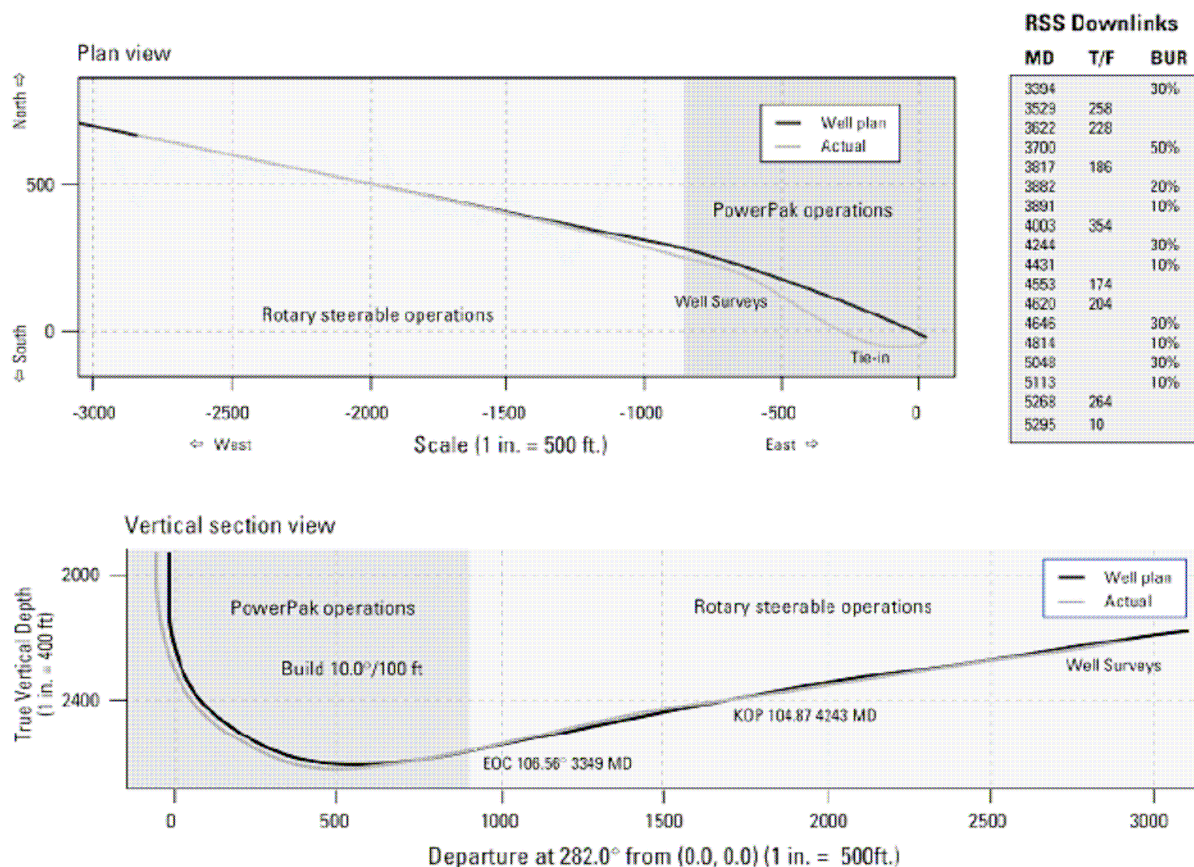


Рисунок 2 – План та профіль свердловини «Canyon Creek 62H»

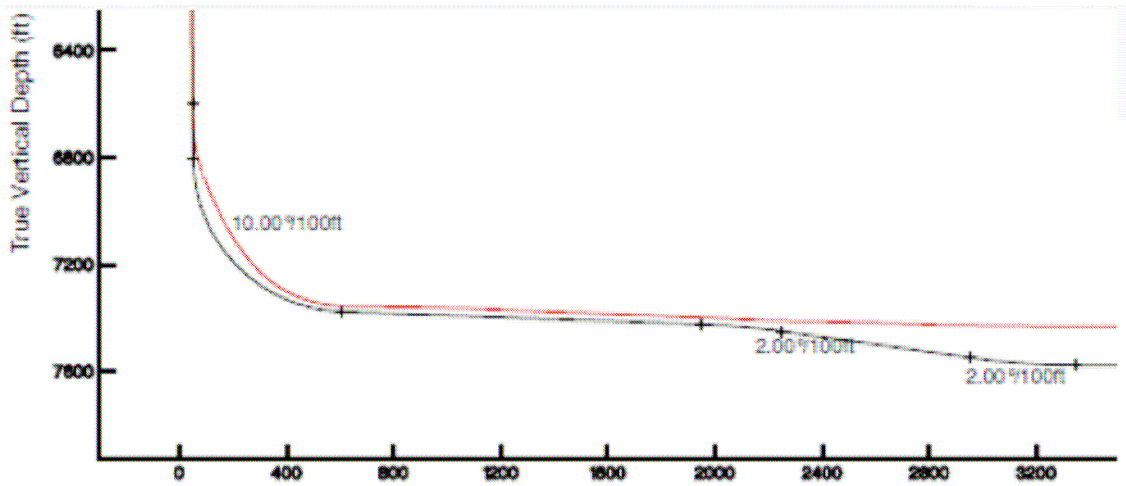


Рисунок 3 – Профіль криволінійної та горизонтальної ділянок свердловини для видобування сланцевого газу

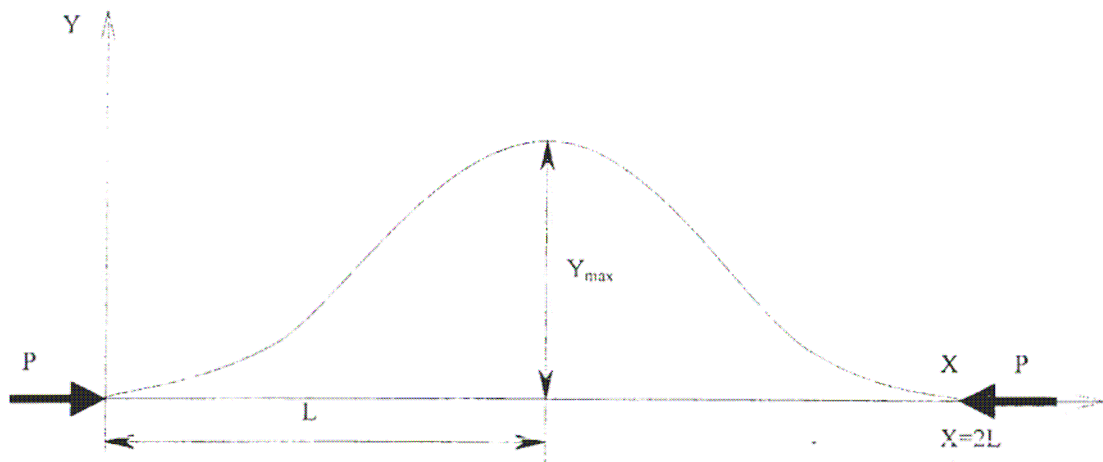


Рисунок 4 – Форма пружної осі при стисканні колони в горизонтальному стовбурі свердловини

178 мм і довжиною 8 м; бурильні труби діаметром 127 мм і довжиною 367 м; обважені бурильні труби діаметром 178 мм і довжиною 50,4 м; бурильні труби діаметром 127 мм; в) КНБК довжиною 7 м; сталеві бурильні труби діаметром 88,9 мм довжиною 27 м; легкосплавні бурильні труби підвищеної міцності ЛБТПН діаметром 103 мм і довжиною 2904 м; легкосплавні бурильні труби підвищеної міцності ЛБТПН діаметром 147,3 мм і довжиною 3162 м; легкосплавні бурильні труби підвищеної міцності ЛБТПН діаметром 150 мм і довжиною 135 м; обважені сталеві бурильні труби УБТС діаметром 135 мм і довжиною 135 м [3].

Спільною ознакою наведених конструкцій бурильних снарядів є відсутність обважнених бурильних труб безпосередньо над долотом. У прикладі а) вони відсутні повністю. У прикладі б) обважені бурильні труби знаходяться на відстані 382 м від долота безпосередньо перед початком криволінійної ділянки свердловини. У прикладі в) для створення додаткового осевого навантаження на долото використано секцію обважнених сталевих бурильних труб, які встановлено безпосередньо біля устя свердловини.

Отже, можемо зробити висновок: ділянка бурильної колони, яка знаходиться у горизонтальному стовбурі, зазнає стиску вздовж осі свердловини. За таких умов колона бурильних труб може втратити стійкість та зазнати деформації згину. Отже аналіз напружено-деформованого стану стисненої бурильної колони в горизонтальному прямолінійному стовбурі свердловини є цікавим з огляду на можливість визначення напружень у її поперечному перерізі та порівняння їх із допустимими величинами.

Розглянемо напрацювання за даним напрямком. В роботі [4] проаналізовано стискання бурильної колони в прямолінійному горизонтальному стовбурі. Автор зауважив, що при деякій величині стискаючої сили бурильна колона, що лежала на нижній стінці свердловини, втратить стійкість, вигнеться та доторкнеться до верхньої протилежної стінки стовбура свердловини (рис. 4).

Під час розрахунку використано модель вагової балки. Випадок подальшого збільшення сили стискання в даній роботі не розглянуто.

Авторами наукової праці [5] розглянуто деформацію бурильної колони у прямолінійно-

Місця виникнення найбільших нормальних напружень згину

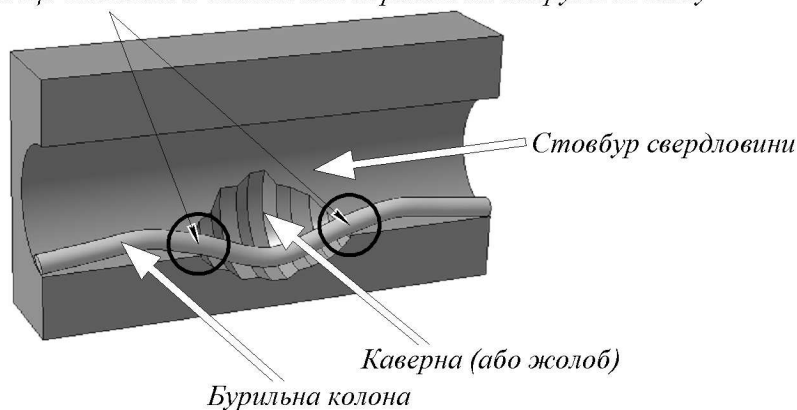


Рисунок 5 – Бурильна колона у прямолинійному стовбурі свердловини

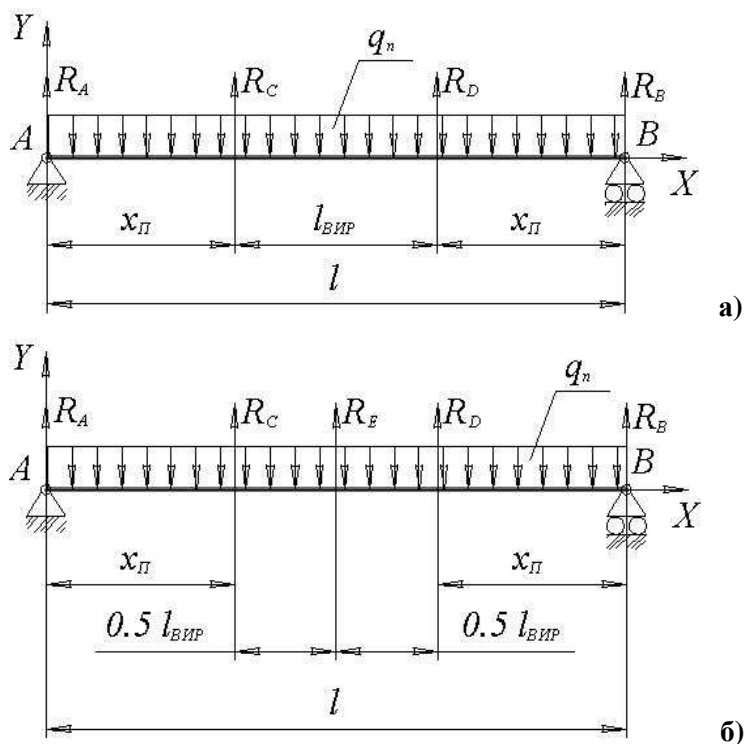


Рисунок 6 – Модель вагової балки під дією зосереджених сил

му стовбурі свердловини із порушеннями цілісності стінок (рис. 5).

Використано модель вагової балки на двох шарнірних опорах, на яку, в залежності від умов взаємодії бурильної колони із стінками жолоба чи каверни, діють дві (рис. 6 а) або три зосереджені сили (рис. 6 б).

Проте методику [5] неможливо використовувати у випадку, коли на колону діють поздовжні сили розтягу (або стиснення). Тож в роботі [6] у розрахункову модель, згідно із [5], вводиться поздовжня сила S (рис. 7). З іншого боку, авторами робіт [5, 6] не розглядається випадок стиснення колони силою, яка б призвела до контактування труб із протилежними стінками стовбура свердловини.

З метою визначення сил притиснення бурильної колони до стінок свердловини автором [7] розглянуто розрахункову схему, в основі

якої маємо вагому, статично невизначену балку, що зазнає або розтягу або стиску. Місця опор співпадають із бурильними замками. Зайняття бурильною колоною положення, при якому відстань між опорами балки відрізняється від відстані між замками, в розрахунковій схемі не розглядається. Також автором не аналізується стійкість бурильної колони під час її стиснення.

Відтак можемо зробити висновок про необхідність дослідження напружено-деформованого стану колони при її стисненні силою, величина якої більша від першої критичної.

Розглянемо стійкість стиснутого стрижня в обмеженому просторі [8] (рис. 8). Для спрощення теоретичних викладень приймемо, що стрижень – невагомий. Таке припущення, на нашу думку, можна використати при розрахунку легкосплавних бурильних труб.

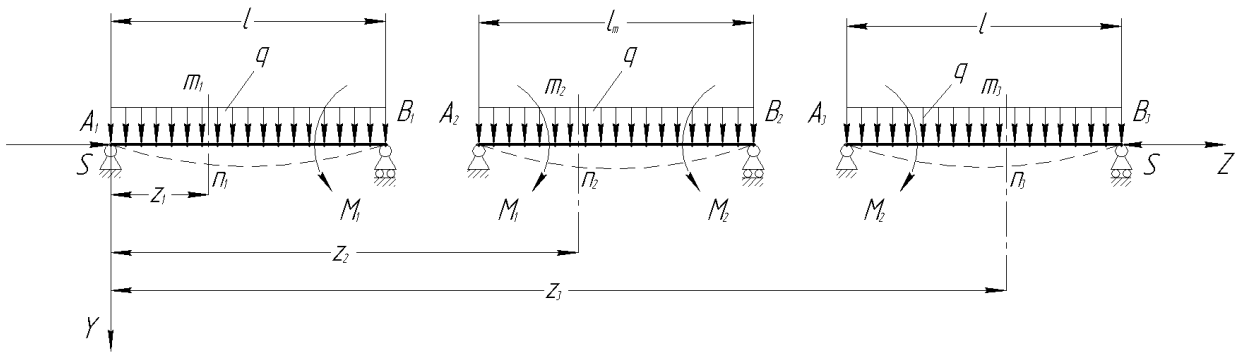


Рисунок 7 – Модель вагової балки під дією поздовжньо-поперечного згину

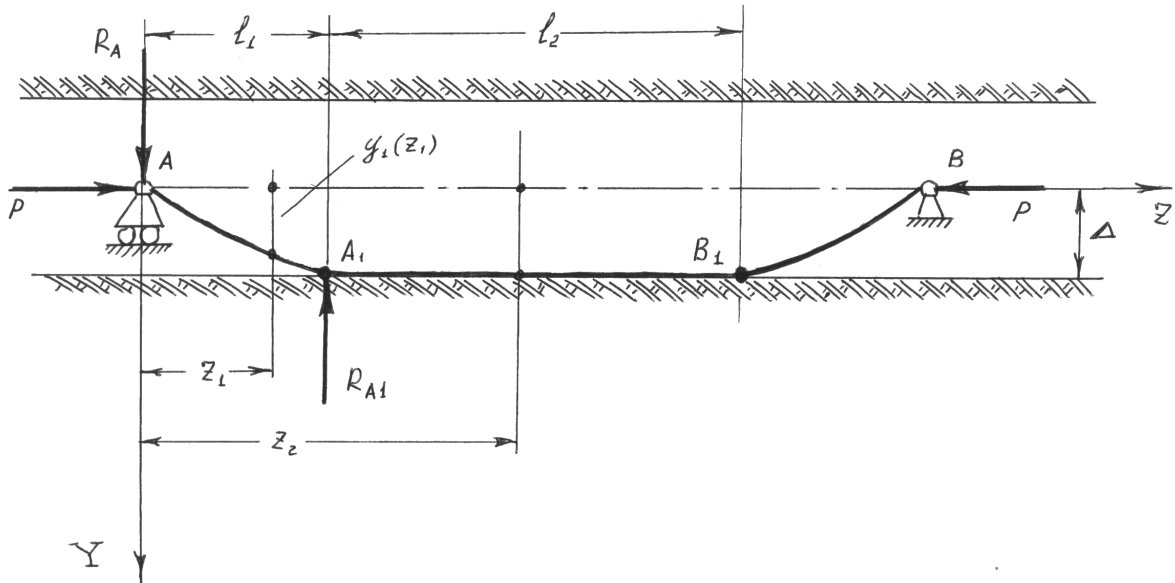


Рисунок 8 – Стискання стрижня в обмеженому просторі

Нехай стрижень AB стискається осьюою силою P , яка менша від критичної

$$P < P_c = \frac{EI\pi^2}{l},$$

де EI, l – жорсткість стрижня на згин та його довжина відповідно.

За таких умов стрижень займатиме прямолінійну форму пружної рівноваги, а його вісь співпадатиме із штрихпунктирною лінією AB (див. рис. 8). При поступовому збільшенні сили P стрижень втратить стійкість і займе положення $A-A_1-B_1-B$. Варто зазначити, що утвориться так звана ділянка прилягання A_1-B_1 .

Розглянемо ділянку довжиною l_1 . Оскільки стрижень невагомий, то $|R_A| = |R_{A1}|$. Згинальний момент в перерізі z_1 становитиме

$$M_1(z_1) = -R_A z_1 + P y_1(z_1).$$

Відтак диференціальне рівняння пружної осі запишемо

$$EI \frac{d^2 y_1(z_1)}{dz_1^2} = R_A z_1 - P y_1(z_1).$$

Розв'язок даного дифрівняння матиме вигляд

$$y_1(z_1) = C_1 \sin(kz_1) + C_2 \cos(kz_2) + \frac{R_A z_1}{P}, \quad (1)$$

де

$$k^2 = \frac{P}{EI}.$$

Визначимо змінні інтегрування, використавши крайові умови. При $y_1(0) = 0$ отримаємо, що $C_2 = 0$. Наступна крайова умова $y_1(l_1) = \Delta$. В даному випадку матимемо

$$\Delta = C_1 \sin(kl_1) + \frac{R_A l_1}{P}. \quad (2)$$

Також можемо записати $y_1'(l_1) = 0$. В результаті отримаємо рівняння

$$C_1 k \cos(kl_1) + \frac{R_A}{P} = 0. \quad (3)$$

Тепер розглянемо ділянку довжиною l_2 . Оскільки дана ділянка стрижня прямолінійна, згинальний момент в поперечному перерізі повинен дорівнювати нулю. З іншого боку,

$$M_2(z_2) = P\Delta - R_A z_2 + R_{A1}(z_2 - l_1),$$

або, враховуючи $|R_A| = |R_{A1}|$,

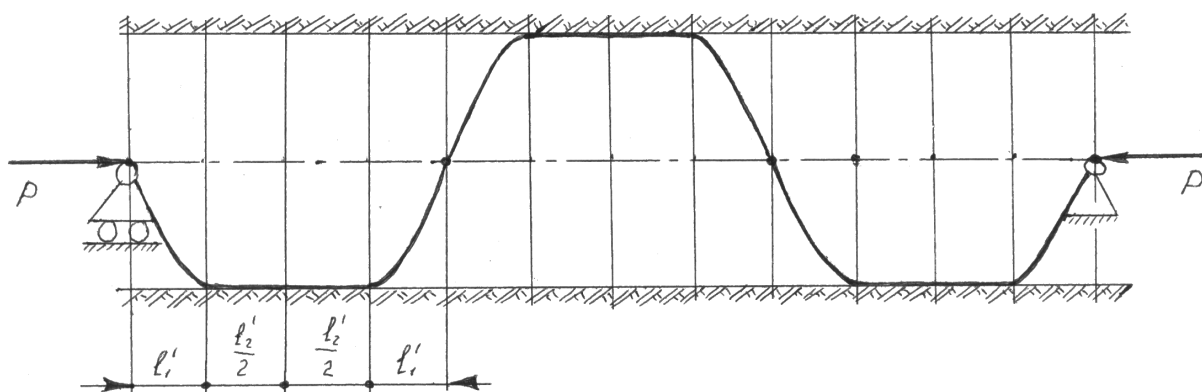


Рисунок 9 – Форма пружної осі стрижня при втраті стійкості ділянкою A_1-B_1

$$M_2(z_2) = P\Delta - R_A z_2 + R_A(z_2 - l_1).$$

Розглянемо точку $z_2 = l_1$. Будемо мати

$$0 = P\Delta - R_A l_1,$$

або

$$R_A = \frac{P\Delta}{l_1}. \quad (4)$$

Підставивши значення реакції R_A з рівняння (4) у систему із рівнянь (2) та (3), отримаємо такі значення невідомих величин:

$$C_1 = \frac{\Delta}{\pi}, \quad l_1 = \frac{\pi}{k},$$

або

$$l_1^2 = \frac{\pi^2 EI}{P},$$

звідки

$$P = \frac{\pi^2 EI}{l_1^2}. \quad (5)$$

Запишемо формулу (5) для випадку, коли $l_1 = 0,5l$

$$P = \frac{4\pi^2 EI}{l^2}.$$

Отже, можемо зробити такий важливий висновок: у разі виконання нерівності

$$\frac{\pi^2 EI}{l^2} \leq P \leq \frac{4\pi^2 EI}{l^2},$$

стрижень втрачає стійкість, деформується та доторкається до стінки в одній точці. При

$$\frac{4\pi^2 EI}{l^2} \leq P,$$

почне утворюватися ділянка прилягання A_1-B_1 (рис. 8), про яку було згадано вище. За подальшого збільшення осьової сили, ділянка A_1-B_1 втратить стійкість при

$$P = \frac{4\pi^2 EI}{l_2^2}. \quad (6)$$

Прирівнявши праві частини формул (5) та (6)

$$\frac{\pi^2 EI}{l_1^2} = \frac{4\pi^2 EI}{l_2^2},$$

отримаємо $2l_1 = l_2$. З іншого боку, згідно із рис. 8, можемо записати

$$l_2 = l - 2l_1,$$

або

$$2l_1 = l - 2l_1,$$

звідки

$$l_1 = \frac{l}{4}. \quad (7)$$

Підставимо значення l_1 із рівності (7) у формулу (5). В результаті отримаємо:

$$P = \frac{16\pi^2 EI}{l^2}.$$

Отже, можемо стверджувати: при стискачій силі

$$\frac{16\pi^2 EI}{l^2} \leq P,$$

ділянка A_1-B_1 втратить стійкість, і стрижень займе положення, зображене на рис. 9.

Фактично стрижень AB довжиною l розділиться на три рівні частини (див. рис. 9). Стосовно кожної із них можна використовувати вищенаведені міркування, прийнявши l_1' замість l_1 та l_2' замість l_2 . Відтак, при досягненні силою P величини, при якій $l_2' = 2l_1'$ ділянка l_2' втратить стійкість і середньою точкою доторкнеться до протилежної стінки свердловини. З теоретичної точки зору, за збільшення сили P цей процес може повторюватися нескінченну кількість разів. Загалом для деякої форми пружної рівноваги можемо записати

$$\frac{4\pi^2 EI(3^{i-1})^2}{l^2} \leq P \leq \frac{16\pi^2 EI(3^{i-1})^2}{l^2}, \quad (7)$$

де i – порядковий номер форми пружної рівноваги (тут вважаємо, що для форми пружної рівноваги на рис. 8 $i=1$, на рис. 9 – $i=2$).

Таким чином, використовуючи нерівність (7), ми завжди можемо визначити, якої форми

пружної рівноваги набуде стрижень довжиною l та жорсткістю EI під дією стискаючої сили P .

Визначимо, які нормальні напруження виникають в поперечному перерізі стрижня. Враховуючи, що $C_2 = 0$, рівняння (1) набуде вигляду

$$y_1(z_1) = C_1 \sin(kz_1) + \frac{R_A z_1}{P},$$

або, враховуючи вищевикладений матеріал,

$$y_1(z_1) = \frac{\Delta}{\pi} (\sin(kz_1) + kz_1). \quad (8)$$

Помноживши подвійну похідну від функції пружної осі (8) на жорсткість, отримаємо величину згинального моменту

$$M_1(z_1) = -\frac{EI \Delta k^2 \sin(kz_1)}{\pi}.$$

Тоді максимальне значення згинального моменту описуватиметься виразом

$$M_{\max} = \frac{EI \Delta k^2}{\pi}.$$

Отже, максимальне нормальне напруження в стрижні можна визначити за формулою

$$\sigma = \frac{P}{A} + \frac{M_{\max} d}{2I_x}, \quad (9)$$

де A – площа поперечного перерізу;

d – зовнішній діаметр стрижня;

I_x – момент інерції поперечного перерізу.

Розглянемо приклад розрахунку. Вихідні дані отримано із роботи [3]. Як вже зазначалося, конструкція бурильного снаряду така: КНБК довжиною 7 м; сталеві бурильні труби діаметром 88,9 мм, довжиною 27 м; легкосплавні бурильні труби підвищеної міцності ЛБТПН діаметром 103 мм і довжиною 2904 м; легкосплавні бурильні труби підвищеної міцності ЛБТПН діаметром 1473 мм і довжиною 3162 м; легкосплавні бурильні труби підвищеної міцності ЛБТПН діаметром 150 мм і довжиною 135 м; обважені сталеві бурильні труби УБТС діаметром 135 мм і довжиною 135 м. В свою чергу, свердловина складається із 5-ти ділянок від устя до вибою: 1 – вертикальна прямолінійна ділянка; 2 – перша ділянка набору зенітного кута; 3 – нахилена прямолінійна ділянка; 4 – друга ділянка набору зенітного кута; 5 – горизонтальна прямолінійна ділянка.

Згідно із даними авторів [3], у горизонтальній прямолінійній ділянці свердловини знаходяться: КНБК довжиною 7 м; сталеві бурильні труби діаметром 88,9 мм та довжиною 27 м; легкосплавні бурильні труби підвищеної міцності ЛБТПН діаметром 103 мм і довжиною 2200 м.

Проаналізуємо стійкість та напружено-деформований стан легкосплавних бурильних труб. Для початку визначимо осьову силу, яка стискає секцію ЛБТПН. Для цього визначимо сумарну силу розтягу, яку б створювала вся колона бурильних труб у підвищеному стані. В даному випадку

$$Q_{\Sigma} = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4.$$

Тут Q_1, Q_2, Q_3, Q_4 – відповідно сили розтягу, що створюються: секцією обважених сталевих бурильних труб УБТС діаметром 135 мм і довжиною 135 м; секцією легкосплавних бурильних труб підвищеної міцності ЛБТПН діаметром 150 мм і довжиною 135 м; секцією легкосплавних бурильних труб підвищеної міцності ЛБТПН діаметром 147,3 мм і довжиною 1630 м; секцією легкосплавних бурильних труб підвищеної міцності ЛБТПН діаметром 147,3 мм і довжиною 1262 м.

Для визначення сил розтягу використано формулу

$$Q_i = q_i l_i (\cos \alpha_i - \mu \sin \alpha_i), \quad (10)$$

де q_i – вага одиниці довжини труб відповідно до типорозміру в буровому розчині;

l_i – довжина відповідної секції бурильних труб;

α_i – зенітний кут свердловини;

μ – коефіцієнт тертя між бурильною колоною та стінкою свердловини;

i – 1, 2, 3, 4.

Підставивши у формулу (10) відповідні величини для кожного типорозміру труб, взяті з робіт [3, 9, 10], отримаємо $Q_{\Sigma} = 638141$ Н. Згідно із [3] навантаження на гаку становило 519 кН. Тому осьова сила на долото рівна різниці цих величин і становить $P = 119141$ Н.

З'ясуємо, яку форму пружної рівноваги має колона труб ЛБТПН діаметром 103 мм, скориставшись для розрахунку формулою (7). Отримаємо $99879 < 119141 < 399516$, при $i=6$. Отже, є підстава стверджувати, що за даних умов колона займатиме шосту форму пружної рівноваги.

Максимальні напруження стискання, які при цьому виникають, визначені за формулою (9), становлять $30,6$ МПа.

Як свідчать результати розрахунку, величина осьової сили, що стискає бурильну колону у горизонтальному стовбурі свердловини, може бути більшою від критичної. В результаті пружна вісь колони набудатиме хвилеподібної форми від втрати стійкості. Це, в свою чергу, зумовлюватиме появу додаткових нормальних напружень від згину в поперечному перерізі бурильних труб.

Враховуючи той факт, що напружено-деформований стан колони є визначальним фактором, який впливає на її ресурс, можна стверджувати, що використання даної розрахункової методики дозволить підвищити точність прогнозування довговічності легкосплавних бурильних труб при їх стисканні у горизонтальних ділянках свердловин.

Література

1 Oil and gas well drilling [web resource]: «Shale gas module – Spring 2011» / [Jeff Tester, George Stutz, Chad Augustine, etc]. – Massachusetts, 2011. – 51 p.

2 Shale gas challenges. Technologies over the asset life cycle [web resource]: «U.S.–China Oil and Gas Industry Forum» / [Robert Kennedy]. – 2010. – 36 p.

3 Проектирование бурильных колонн для бурения горизонтальных скважин большой протяженности [Электронный ресурс]: «Бурение 2005» / [Басович В.С., Гельфгат М.Я.]. – Москва, 2005. – 19 с.

4 Глушич В.Г. Вигин бурильної колони та вибір траєкторії буріння горизонтального бічного стовбура свердловини / В.Г. Глушич // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2002. – № 3 (4). – С. 64 – 66.

5 Івасів В.М. Напружено-деформований стан бурильної колони у свердловинах, ускладнених виробками / В.М. Івасів, Р.В. Рачкевич, М.М. Яворський [та ін.] // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2004. – №4 (13). – С. 113 – 116.

6 Рачкевич Р.В. Взаємодія бурильної колони зі стінками свердловини в місцях утворення жолобів та каверн / Р.В. Рачкевич, А.А. Козлов, В.М. Сенчішак [та ін.] // Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент – техника и технология его изготовления и применения: сборник научных трудов. – 2010. – № 13. – С. 47 – 51.

7 Чудик І.І. Розвиток наукових основ буріння скерованих свердловин з мінімальними витратами енергії: автореф. дис. на здобуття наук. ступеня д-ра. техн. наук: спец. 05.15.10 «Буріння свердловин» / Чудик Ігор Іванович; Івано-Франків. нац. техн. ун-т нафти і газу, 2011. – 30 с.

8 Феодосьев В.И. Избранные задачи и вопросы по сопротивлению материалов / В.И. Феодосьев – М.: Наука, 1977. – 376 с.

9 Йогансен К.В. Спутник буровика: справочник; 3-е изд., перераб. и доп. / К.В. Йогансен. - М.: Недра, 1990. – 303 с.: ил.

10 Буровое оборудование [Текст]: справочник: В 2-х т. Т. 2. Буровой инструмент / [В.Ф. Абубакиров, Ю.Г. Буримов, А.Н. Гноевых и др.]. – М.: Недра, 2003. – 494 с.: ил.

Стаття надійшла до редакційної колегії

09.07.12

Рекомендована до друку професором

Івасівим В.М.

АНАЛІЗ АВАРІЙНОСТІ ТА ОЦІНКА СТУПЕНЯ РИЗИКУ НЕБЕЗПЕК НА МОРСЬКИХ НАФТОГАЗОВИХ СПОРУДАХ

О.Ю. Витязь, В.Б. Боднарук, Л.С. Аблякімов

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42073,
e-mail: public@nupg.edu.ua

Проведено аналіз статистичних даних, зібраних по чотирьох всесвітньо визнаних базах даних (COIN, BLOWOUT, MAIB, WOAD) по аварійності на морських бурових та нафтогазовидобувних платформах. Аналіз аварійності є основою для прийняття обґрунтованих рішень щодо запобігання аварій, в тому числі для проведення кількісного аналізу ризику нафтових об'єктів. Наведені дані щодо кількості відпрацьованих установко-років окремих видів морських установок, також привели класифікацію аварій згідно з WOAD. Виділено основні причини аварій на морських об'єктах нафтогазової промисловості та наведено рекомендації щодо їх зниження. На основі статистичних даних розраховано ступінь ризику аварійності для трьох видів морських платформ. Проведено кореляційно-регресійний аналіз, на основі якого визначені типи аварій, які найбільше впливають на ступінь ризику аварійності кожного виду платформ. Аналіз даних WOAD свідчить що найбільша кількість аварій на морських стаціонарних платформах (МСП) пов'язана з розливом/протіканням та падінням предметів, третє за кількістю аварій на МСП місце займають аварій, пов'язані з кранами. Рекомендовано першочергові заходи щодо запобігання виникненню аварій та безпечній експлуатації морських нафтогазових споруд.

Ключові слова: аварія, ризик, морська стаціонарна платформа, система автоматичного моніторингу.

Проведен анализ статистических данных, собранных по четырем всемирно признанным базам данных (COIN, BLOWOUT, MAIB, WOAD), по аварийности на морских буровых и нефтегазодобывающих платформах. Анализ аварийности является основой для принятия обоснованных решений по предотвращению аварий, в том числе для проведения количественного анализа риска нефтяных объектов. Приведенные данные по количеству отработанных установки-лет отдельных видов морских установок, также привели классификацию аварий согласно WOAD. Выделены основные причины аварий на морских объектах нефтегазовой промышленности и приведены рекомендации по их снижению. По статистическим данным рассчитаны степень риска аварийности для трех видов морских платформ. Проведен корреляционно-регрессионный анализ, на основе которого определены типы аварий, наиболее влияющие на степень риска аварийности каждого из видов платформ. Анализ данных WOAD свидетельствует, что наибольшее количество аварий на морских стационарных платформах (МСП) связана с разливом / протеканием и падением предметов, третий по количеству аварий на МСП место занимают аварии, связанные с кранами. Рекомендовано первоочередные меры по предотвращению аварий и безопасной эксплуатации морских нефтегазовых сооружений.

Ключевые слова: авария, риск, морская стационарная платформа, система автоматического мониторинга.

The analysis of the statistical data, collected from the four internationally recognized databases (COIN, BLOWOUT, MAIB, WOAD) of the accident risk on the offshore drilling rigs and oil-and-gas producing platforms, has been carried out. The accident rate analysis is the basic one for making reasonable decisions on accidents prevention including decisions for conducting quantitative risk analysis of oil facilities. The data of a number of used units per year of certain offshore drilling rigs are shown and the accidents classification according to WOAD is also given. The main reasons of the accidents on the oil-and-gas-industry offshore facilities have been pointed out and the recommendations concerning their reduction have been provided. The accident rate risk level of the three offshore platform types has been calculated on the basis of the statistical data. The correlation-regression analysis was implemented. On its basis the accident types, that most of all influence the risk of accident rate level of each platform type, have been defined. The WOAD data analysis shows that most accidents on the offshore stationary platforms (OSP) are connected with the leakage/overflow and falling objects, the third place according to the number of accidents on the OSPs is given to the crane-associated accidents. The first-priority steps concerning accidents appearance prevention and offshore oil- and-gas facilities safe operation are recommended.

Key words: accident, risk, offshore stationary platform, automatic monitoring system

Освоєння нафтових і газових ресурсів континентального шельфу України є одним із найважливіших народногосподарських завдань, вирішення якого пов'язане з будівництвом та експлуатацією морських нафтогазових споруд, а також розробкою сучасної прогресивної технології проведення таких робіт в умовах відкритого моря. На балансі підприємства ДАТ «Чорноморнафтогаз», яке займається розробкою морських нафтогазових родовищ України, знаходяться 10 газовидобувних стаціонарних платформ та 3 самопідйомні плавучі бурові

установки. На думку багатьох спеціалістів, нафтова і газова промисловість України в районах континентального шельфу розвиватиметься в найближчі роки, і, зрештою, виникне потреба у розробці глибоководних акваторій Чорного моря та необхідність у придбанні або будівництві напівланурених плавучих установок для буріння свердловин та видобування нафти і газу на глибинах до 2000 м. У зв'язку з цим експлуатація морських нафтогазових споруд в складних природних умовах актуалізує проблеми надійності та живучості, які пов'язані, в першу чергу,

Таблиця 1 – Дані про кількість відпрацьованих установко-років* окремих видів морських установок

| Типи установок | Мобільні морські бурові установки (MODU) | | | | Мобільні морські експлуатаційні установки (MOPU) | | | Стационарні установки | |
|---|--|-----------------|-----------------|-----------------|--|-----------------|-----------------------|-----------------------|--------------------------|
| | Самопідйомні | Напівзанурені | Бурові судна | Занурені | Самопідйомні | Напівзанурені | З нагяжними зв'язками | Бурові платформи | Експлуатаційні платформи |
| | Установко-років | Установко-років | Установко-років | Установко-років | Установко-років | Установко-років | Установко-років | Установко-років | Установко-років |
| Дані за 1980-2005 рр. на шельфі Великобританії (UKCS) | 586.5 | 938 | 8.6 | невідомо | 17.8 | 92.2 | 17.8 | 455 | 2107 |
| Дані WOAD за 1980-2002 рр. у Північному морі (NS) | 1058 | 1516 | 26 | 0 | 12.3 | 102 | 36 | 7074 | |
| Дані WOAD за 1980-2002 рр. у Мексиканській затоці (GoM) | 4136 | 941 | 160 | 427 | 2 | 0 | 52.3 | 85480 | |
| Дані WOAD за 1980-2002 рр. у світі | 10743 | 4305 | 1217 | 532 | 88.5 | 362.7 | 88.3 | 135122 | |
| Дані WOAD за 1980-2002 рр. у світі (без NS та GoM) | 5549 | 1848 | 1031 | 105 | 74.2 | 260.7 | 0 | 42568 | |

* установко-рік – одиниця виміру робочого часу, що вказує на фактичну роботу морської установки за рік

із забезпеченням безпеки персоналу та охороною навколишнього природного середовища. Під час освоєння родовищ часто виникають аварії, що призводять до людських жертв і травматизму, забруднення навколишнього середовища та значних капітальних витрат на їх ліквідацію. У зв'язку з цим вивчення причин аварій та розробка рекомендацій щодо їх запобігання мають велике значення для забезпечення технічної, пожежної та екологічної безпеки та підвищення ефективності нафтогазовидобування на континентальному шельфі. Тому, в наш час гостро стоїть питання визначення вимог до проектних рішень, що забезпечують безпеку морських стаціонарних та плавучих платформ на рівні прийнятного ризику.

Основними завданнями при проектуванні морських платформ є: забезпечення безпеки персоналу; охорона навколишнього середовища; захист майна; мінімізація фінансових наслідків аварійних ситуацій.

Надаючи пріоритетне значення безпеці та виконуючи у складі проектів на будівництво морських бурових і нафтогазовидобувних платформ ідентифікацію небезпек, якісні й кількісні оцінки ризиків, аналізи потенційних аварій-

них ситуацій, нафтогазові компанії та організації з метою забезпечення захисту персоналу та навколишнього середовища збирають і аналізують велику кількість даних про аварійність та надійність платформ і розташованого на них обладнання.

Аналіз аварійності є основою для прийняття обґрунтованих рішень щодо запобігання виникненню аварій, в тому числі для проведення кількісного аналізу ризику нафтогазових об'єктів.

Дані про аварійність на українських морських нафтогазових об'єктах практично відсутні у друкованих виданнях. Найбільш повні дані з аварійності морських об'єктів у світовій практиці накопичені по чотирьох основних регіонах[2]: по континентальному шельфу Великобританії (UKCS), Північному морю (NS), Мексиканській затоці (GoM) та світу без NS та GoM (таблиця 1). Наприклад, на континентальному шельфі Великобританії в період з 1980 по 2005 рр. відпрацьовано на всіх видах мобільних установок 1661 установко-років, в Північному морі в період з 1980-2002 рр. – 2750 установко-років, в Мексиканській затоці – 5743 установко-років, у світі – 9809 установко-років. Для

стаціонарних платформ ці величини складають 2756, 7074, 85480, і 42568 установко-років відповідно.

Дані про кількість та характер аварій на морських плавучих об'єктах у Північному морі за 18 років зібрано по чотирьох всесвітньо визнаних базах даних [1]. А саме: **COIN** (організована у Великобританії SunSafetySystem на базі звітів з платформ по формах OIR, пізніше - з 2000 по 2004 рр. – **ORION**, тепер **COIN-Corporate Operational Information system**), **BLOWOUT** (організована SINTEF та містить дані по Мексиканській затоці, Норвезькому

шельфу та шельфу Великобританії), **MAIB** (Marine Accident Investigation Branch – Галузь Дослідження Морських Аварій, - організована Департаментом охорони навколишнього середовища, транспорту та регіонів Великобританії (DETR)), **WOAD** (Worldwide Offshore Accident Databank – Всесвітня База Даних Морських Аварій, організована Det Norske Veritas (DNV)) [2].

Основні статистичні дані щодо аварійності морських об'єктів зведено до таблиці 2.

В таблиці 3 наведено класифікацію аварій на морських нафтогазових об'єктах.

Таблиця 2 – Кількість та частота аварій (на один установко/рік) на морських спорудах континентального шельфу Великобританії за період 1990-2007 рр.[2]

| Тип установки | Період | | | | | |
|-------------------------------|-----------|---------|-----------|---------|-----------|---------|
| | 1990-1999 | | 2000-2007 | | 1990-2007 | |
| | кількість | частота | кількість | частота | кількість | частота |
| Самопідйомні | 493 | 2.002 | 254 | 1.367 | 747 | 1.729 |
| Напівзанурені | 1132 | 2.597 | 494 | 1.852 | 1564 | 2.341 |
| Морські стаціонарні платформи | 3631 | 1.875 | 2750 | 1.416 | 6381 | 1.645 |

Таблиця 3 – Класифікація аварій згідно з WOAD [2]

| Тип аварії | Пояснення |
|----------------------|--|
| Якірне пошкодження | Проблеми з якірними зв'язками, натяжними пристроями, буксирувальним обладнанням або шківми (наприклад, плавучість якоря, обрив натяжних зв'язків, втрата якоря(ів), буксирні пошкодження) |
| Нерегульований викид | Неконтрольований викид газу, нафти чи інших флюїдів з пласта або розгерметизація противикидного обладнання (ПВО) та свердловинного запобіжного клапана (DHSV) |
| Перекидання | Втрата стабільності, яка є результатом перевертання чи перекидування установки |
| Зіткнення | Випадковий контакт між морською установкою та/або пропливаючим судном, коли хоч один з них переміщується або транспортується. Наприклад: танкер, вантажне судно, риболовне судно. Також сюди входять зіткнення з мостами, причалами тощо, суднами, пов'язаними з нафтогазовою діяльністю на непошкоджених платформах, та зіткнення між двома морськими установками |
| Контакт | Зіткнення (випадкові контакти) між суднами, пов'язаними з нафтогазовою діяльністю на пошкоджених платформах, наприклад суднами підтримки (забезпечення, резерву), буксирними суднами або гелікоптерами, та морськими установками(плавучими або стаціонарними)) |
| Кран | Вихід з ладу(з пошкодженням)підймальних кранів, бурової вежі та лебідки, або будь-якого іншого підймального обладнання |
| Вибух | Швидке перетворення само розповсюджуваної речовини, що протікає з виділенням великої кількості енергії у невеликому об'ємі |
| Падіння предметів | Падаючий вантаж, елементи підймального обладнання чи бурової вежі. Також сюди входять випадки падіння крана та рятувальних шлюпок у море та потрапляння за борт людини |
| Пожежа | Позарегламентний процес знищення або пошкодження вогнем майна, внаслідок якого виникають чинники, небезпечні для персоналу морських установок та довілля |
| Затоплення | Втрата плавучості або занурення у воду установки |
| Посадка на міліну | Контакт плавучої установки з дном моря |
| Аварія гелікоптера | Пошкодження або поламак гелікоптера в повітрі, на вертолітному майданчику, або при контакті з морською установкою |

Продовження таблиці 3

| Тип аварії | Пояснення |
|------------------------------------|--|
| Аварія гелікоптера | Пошкодження або поламка гелікоптера в повітрі, на вертолітному майданчику, або при контакті з морською установкою |
| Витік | Просочування води в установку або заповнення нею шахти чи інших відсіків, що спричинює потенційну втрату плавучості або виникнення проблем зі стабільністю |
| Крен | Неконтрольоване відхилення установки від стійкого положення |
| Пошкодження механічного обладнання | Пошкодження моторного обладнання або підкеруючих пристроїв (включаючи контролююче обладнання) |
| Неробоче положення | Установка поза межами штатного положення чи вихід її з-під контролю |
| Розлив (витікання) нафти | «Втрата герметичності». Протікання флюїду або газу в навколишнє середовище з власного обладнання/ємностей/резервуарів установки, що спричинює (потенційно) забруднення та/або ризик вибуху та/або пожежі |
| Пошкодження конструкції | Руйнуючі або втомні пошкодження елементів морської нафтогазової платформи (спричинені, здебільшого, погодними умовами) та конструкційні порушення |
| Буксирування (буксирний канат) | Пошкодження буксирувального канату або його обрив |
| Свердловинні проблеми | Аварії та ускладнення на свердловині |
| Інші | Аварії, що відрізняються від перелічених вище |

У таблиці 4 наведено кількість, частоту і типи аварій на морських спорудах континентального шельфу Великобританії згідно з даними WOAD за період від 1990 до 2007 рр.

Найбільша аварійність серед плавучих об'єктів Північного моря припадає на мобільні бурові установки, до яких, окрім бурових суден, відносяться самопідйомні та напівзанурені бурові установки. При цьому найбільша кількість аварій пов'язана з падінням предметів та крановими операціями (рис. 1).

Аналіз даних WOAD свідчить, що найбільша кількість аварій на морських стаціонарних платформах (МСП) пов'язана з розливанням/протіканням (N = 3419) та падінням предметів (N = 1889). Третє за кількістю аварій на МСП місце займають аварії, пов'язані з кранами (N = 1352) (рис. 2).

Аналіз досліджень [3] аварійних ситуацій, пов'язаних з вантажопідйомними операціями та падаючими об'єктами, свідчить, що кількість аварій, яка припадає на головні крани й удари до обладнання, майже вдвічі перевищує кількість падінь вантажів у море та ударів до судна забезпечення. Експертиза відомостей про аварії показала, що жодна з аварій не призвела до істотних викидів вуглеводнів або пошкодження вразливого обладнання. Декілька аварій пов'язані з випадінням персоналу з кабіни оператора крану.

Основними рекомендаціями щодо зниження аварійності, пов'язаної з вантажопідйомними операціями, є обмеження зон роботи з кранами з метою уникнення падіння об'єктів на обладнання, робота з суднами забезпечення у відповідних погодних умовах, а також підвищена увага до конструкцій кранів.

Згідно з даними звіту про НДР [4], із 4624 аварій по всіх ділянках шельфу Великобританії, на яких проводилось буріння, видобуток нафти/газу: 861 аварійний випадок був ідентифікований як такий, що трапився під час експлуатації вантажопідйомного обладнання, 58,5% випадків при виконанні вантажопідйомних операцій мали місце під час операцій з вантажообробки, а 41,5% - під час операцій в процесі буріння.

За видом бурового вантажопідйомного обладнання основними причинами відмови були: бурова лебідка – 33%, верхній привод – 22%, талевий блок – 11%, кронблок – 11%, кріплення нерухомої вітки канату – 4%, інше – 19% (рис. 3).

Найбільша кількість аварій при використанні обладнання переміщення вантажів (25,4%) пов'язані з помилковими діями членів палубної команди, що виконували вантажопідйомні операції за допомогою палубних кранів.

Причиною цих аварій були помилки кранівника (67,2%). Ще однією причиною аварійних ситуацій є неправильне розташування членів палубної команди як на платформі, так і на кораблях забезпечення.

Велику частку складають і аварії, пов'язані з вантажопідйомними операціями над морем. Через бортову хитавицю судна, з якого (на яке) виконувалось завантаження, вантажопідйомні операції завжди проходили з підвищеним ризиком. Більше половини аварійних ситуацій траплялися в результаті невірної оцінки кранівника бортової хитавиці судна.

Аналізуючи статистику щодо розливів та викидів на платформі [5], встановлено, що 96,4% викидів було пов'язано зі стаціонарними платформами, і лише 3,6% припало на плавучі

Таблиця 4 – Кількість, частота і типи аварій на морських спорудах континентального шельфу Великобританії за період 1990-2007 рр. [2]

| Тип аварії | Мобільні бурові установки | | Мобільні експлуатаційні установки | | Стационарні платформи | | Загальна кількість аварій |
|------------------------------------|---------------------------|----------------------|-----------------------------------|----------------------|-----------------------|---------|---------------------------|
| | кількість | частота | кількість | частота | кількість | частота | |
| Якірне пошкодження | 147 | 0.133 | 4 | 0.034 | - | - | 151 |
| Нерегульований викид | 16 | 0.014 | 1 | 0.008 | 4 | 0.001 | 21 |
| Перекидання | 1 | 9.0×10^{-4} | - | - | - | - | 1 |
| Зіткнення | 15 | 0.014 | - | - | 33 | 0.0085 | 48 |
| Контакт | 133 | 0.120 | 7 | 0.059 | 117 | 0.030 | 257 |
| Кран | 1107 | 1.001 | 71 | 0.600 | 1352 | 0.349 | 2530 |
| Вибух | 10 | 9.0×10^{-3} | 2 | 0.017 | 43 | 0.011 | 55 |
| Падіння предметів | 1398 | 1.264 | 102 | 0.862 | 1889 | 0.487 | 3389 |
| Пожежа | 146 | 0.132 | 30 | 0.254 | 789 | 0.203 | 965 |
| Затоплення | 1 | 9.0×10^{-4} | 15 | 0.127 | - | - | 16 |
| Посадка на мілину | 1 | 9.0×10^{-4} | 1 | 8.4×10^{-3} | - | - | 2 |
| Аварія гелікоптера | 3 | 2.7×10^{-3} | 1 | 8.4×10^{-3} | 6 | 0.0016 | 10 |
| Витік | 24 | 0.016 | - | - | 1 | 0.0026 | 25 |
| Крен | 238 | 0.010 | 194 | - | - | - | 432 |
| Пошкодження механічного обладнання | 4 | 3.6×10^{-3} | - | - | - | - | 4 |
| Неробоче положення | 24 | 0.022 | - | - | - | - | 24 |
| Розлив/протікання (нафти) | 238 | 0.215 | 194 | 1.640 | 3419 | 0.881 | 3851 |
| Пошкодження конструкції | 33 | 0.030 | - | - | 13 | 0.0034 | 46 |
| Буксирування/ буксирний канат | 14 | 0.013 | 10 | 0.085 | - | - | 24 |
| Свердловинні проблеми | 322 | 0.291 | 4 | 0.059 | 441 | 0.114 | 767 |
| Інші | 35 | 0.032 | 7 | 0.059 | 117 | 0.030 | 159 |

установки. Найчастішими причинами таких аварій були: несправність обладнання (66,3%), порушення вимог експлуатації (53,1%), процедурні порушення (27,7%), та проектні помилки (15,1%).

Аналіз статистичних даних [5] дає підстави зробити висновок, що з 52 технологічних систем, що використовуються на нафтогазових платформах, система стиснення газу має найбільшу частоту витоків. Високі експлуатаційні температури та тиски, вібрація та наслідки дії цього на уразливі частини обладнання (ущільнення, прилади та частини трубопроводів малого діаметра), розглядаються як основні причини викидів вуглеводнів з систем даного типу. Подальша висока частота витоків спостерігається в системах експорту нафти і системах паливного газу.

Головним джерелом витоків з 119 видів обладнання є двопаливні турбіни, а також поршневі компресори. Обладнання, що має найбільшу кількість витоків з платформ [7] - це прилади і частини трубопроводів, такі як засувки,

фланці і труби. Таке обладнання є джерелом середніх за масштабами витоків (для газу від 1 до 300 кг або 0,1 до 1,0 кг/с протягом 2-5 хвилин, а для нафти розлив - від 2 до 10 м в діаметрі, що формується за час від 5 до 15 хвилин).

Як вказано у звіті [8], за допомогою спеціального обладнання виявлено близько 44% всіх витоків, у той час як 38% великих витоків залишилися невиявленими. 77,2% витоків було виявлено візуально. Це свідчить про необхідність в проектах більш ретельного вибору як самих засобів виявлення, так і їх кількості та місць встановлення.

Наступною проблемою є вибухи та пожежі. Причиною виникнення пожеж та вибухів є займання паливно-мастильних матеріалів. На нафтогазових платформах сталося лише 6,2% займань від усієї кількості викидів [6], 22,8% припало на рідкі вуглеводні, і лише 9,1% - на газоподібні. Займання двофазного флюїду не зафіксовано. Аналізуючи витоків займання зон з урахуванням категоріювання зон та приміщень за вибухонебезпечністю, встановлено, що ймо-

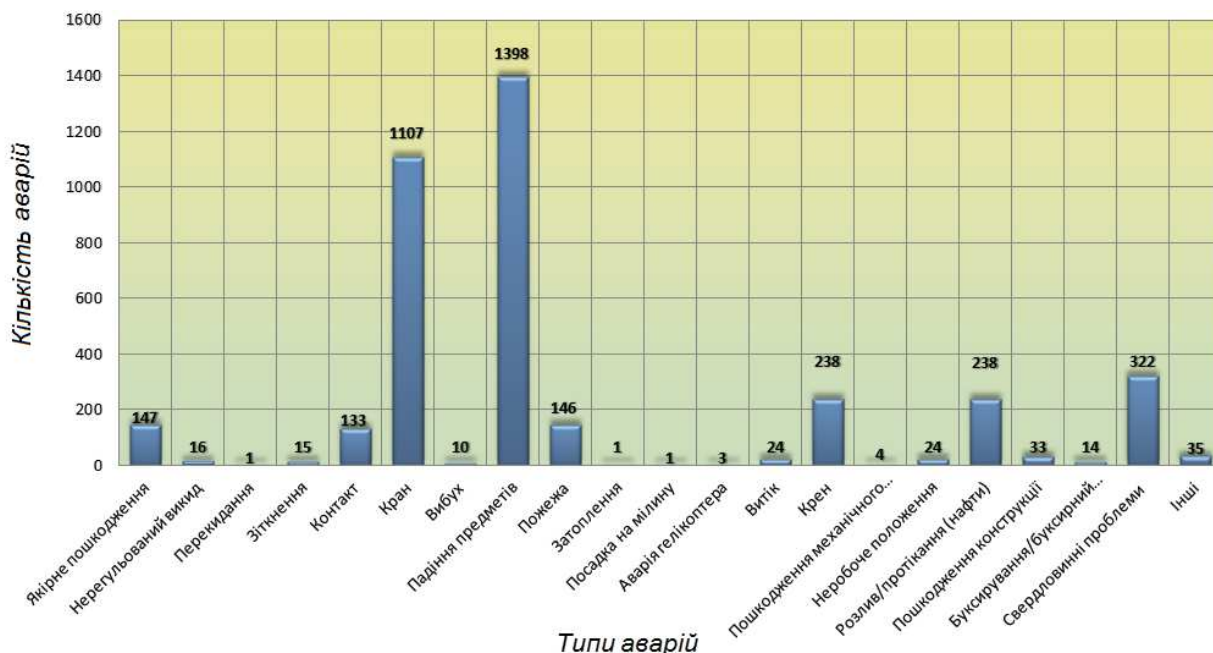


Рисунок 1 – Гістограма розподілу кількості аварій на морських плавучих бурових установках по видах інцидентів (UKCS, 1990-2007)

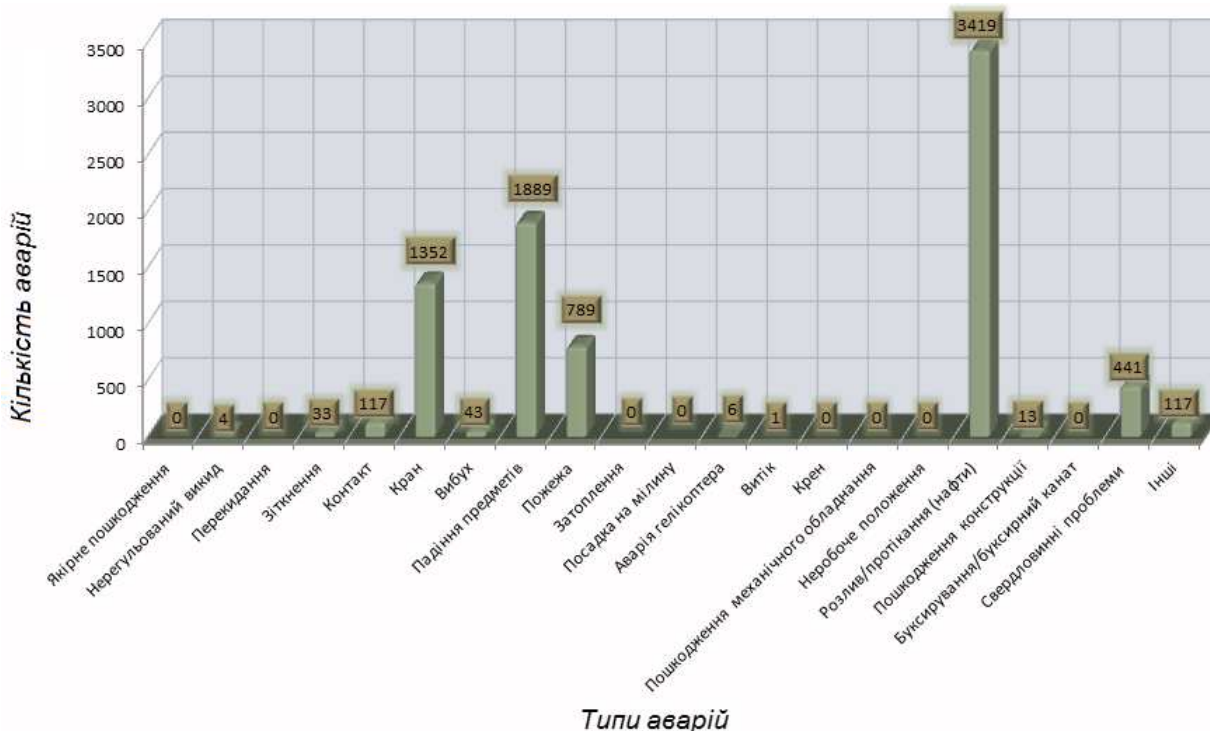


Рисунок 2 – Гістограма розподілу кількості аварій на морських стаціонарних платформах за видами інцидентів (UKCS, 1990-2007)

вірність займання у вибухонебезпечних зонах перебуває в межах 3-6%. Тобто чим вищий клас вибухонебезпечної зони, тим нижчий відсоток займання. Це пояснюється тим, що для вибухонебезпечних зон передбачено жорсткі міри щодо запобігання виникненню пожеж та вибухів.

Основними причинами небезпеки, що призводить до різного роду аварій та катастрофічних наслідків на морських бурових та нафтогазовидобувних платформах, є: відсутність контролю за станом технологічних систем; відсут-

ність контролю за станом приміщень і відсіків платформи; недостатній контроль за станом технологічного процесу; відсутність контролю за динамічними параметрами системи «платформа-якірні пристрої-обладнання свердловини»; відсутність систем аварійного управління, здатних вплинути на стан технологічних систем і платформи загалом у випадку втрати керування штатної системи управління платформи; небезпечне і безконтрольне маневрування плавзасобів у безпосередній близькості від платформи;

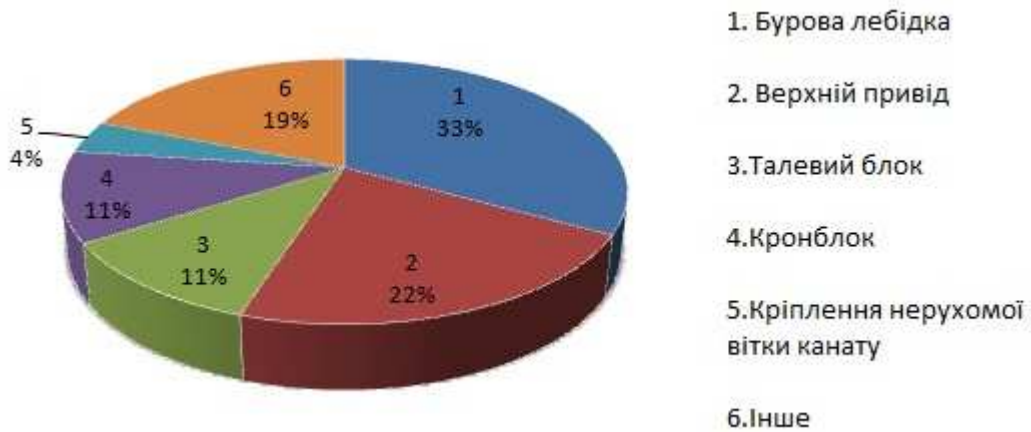


Рисунок 3 – Причини аварій при вантажопідйомних операціях

Таблиця 6 – Ступінь ризику аварійності

| | |
|-----------------------|-----------------|
| $Y < 0.8$ | Незначний ризик |
| $0.8 \leq Y \leq 1.5$ | Середній ризик |
| $1.5 < Y \leq 2$ | Значний ризик |

вплив хвильових та вітрових навантажень, що призводять до виникнення навантажень, які перевищують допустимі і не враховані при проектуванні; неможливість використання штатних рятувальних засобів в умовах надзвичайних ситуацій (НС); відсутність суден аварійно-рятувального обслуговування (АРО) в зоні 15-хвилинної досяжності до платформи. Як свідчить статистика НС, саме такий інтервал часу необхідний для надання екстреної допомоги персоналу платформи.

На основі статистичних даних, наведених у звіті [2], проведений розрахунок ступеня ризику аварійності для трьох видів морських платформ за період з 1990 по 2007 рр. Для стаціонарних платформ він коливався в межах 0.71-1.63, для напіванурених бурових установок – 0.6-2.46, для самопідйомних бурових – 0.83-2.96. Розрахувавши середні значення ступенів ризику (Y) за 18 років для стаціонарних платформ (Y=1.06), напіванурених (Y=1.43) та самопідйомних (Y=1.39) бурових установок, у відповідності з табл. 6 можна зробити висновок про існування високого ризику аварійності даних видів платформ та необхідності впровадження заходів щодо зменшення ризику до допустимих норм.

Кореляційно-регресійний аналіз аварій, які найбільше впливають на ступінь ризику аварійності кожного виду платформ показав, що для стаціонарних платформ найбільший вплив мали аварії, пов'язані зі свердловинними проблемами, пожежею, розливами та протіканнями нафти, для напіванурених бурових платформ - аварії, пов'язані з крановими операціями та пожежею, для самопідйомних - аварії, пов'язані з крановими операціями та падінням предметів.

Провівши оцінку ризику виникнення аварій на кожному з видів платформ і врахувавши при цьому тяжкість наслідків того чи іншого типу аварії відносно живучості платформи

встановлено, що аварії, пов'язані з крановими операціями та падінням предметів, відносяться до аварій із середньою тяжкістю наслідків, причому пожежі та аварії, пов'язані з розливами/протіканнями нафти віднесено до аварій із значними наслідками великої тяжкості (табл. 7).

Для аварій, пов'язаних із крановими операціями на напіванурених бурових установках (Y=1.43), тяжкість наслідків – середня (II), ймовірність – середня (B). За таблицею 7 визначили категорію ризику – середній ризик, припустимий. Для аварій, пов'язаних із пожежею на платформі, тяжкість наслідків – велика (I), ймовірність - середня (B), при цьому категорія ризику – високий ризик, неприпустимий. Аналогічно проведено оцінку категорію ризику для стаціонарних платформ та самопідйомних бурових установок, для яких середні значення ступенів ризику відповідно 1.06 і 1.39.

Таким чином, для випадків, коли маємо високий неприпустимий ризик (пов'язаних із пожежею та розливанням/протіканням нафти або газу для всіх трьох видів платформ), заплановане виконання робіт не може бути розпочате до встановлення огорожень, захисних споруд та здійснення заходів для запобігання виникненню аварій.

На основі аналізу статистичних даних та оцінки ризику виникнення аварій стають очевидними такі висновки:

Як першочергові щодо запобігання аварій на морських нафтогазовидобувних та бурових платформ рекомендувати такі заходи:

- надавати особливе значення огляду платформ у період їх проектування та будівництва;
- передбачати при створенні платформ запаси міцності та плавучості, що необхідні для збереження їх «життєздатності» за будь-яких аварійних навантажень, зіткнень, вибухів та інших критичних ситуацій, а також для запобігання їх затопленню або перекиданню;

Таблиця 7 – Категорії ризику залежно від тяжкості наслідків та ймовірності аварії

| Тяжкість наслідків | Ймовірність аварії | | |
|--------------------|--|-------------------------------------|--------------------------------------|
| | Висока (A) | Середня (B) | Мала (C) |
| Велика (I) | (5) Дуже високий ризик, неприпустимий | (4) Високий ризик, неприпустимий | (3) Середній ризик, припустимий |
| Середня (II) | (4) Високий ризик, неприпустимий | (3) Середній ризик, припустимий | (2) Малий ризик, припустимий |
| Мала (III) | (3) Середній ризик, припустимий | (2) Малий ризик, припустимий | (1) Дуже малий ризик, припустимий |



Рисунок 4 – Пожежа на напівзануреній буровій платформі «Deepwater Horizon» у Мексиканській затоці (джерело: сайт <http://obogdanov.livejournal.com>)

– забезпечувати регулярні обстеження споруд у ході їх експлуатації;

– приділяти особливу увагу можливостям швидкої евакуації персоналу в складних умовах, для чого об’єкти повинні бути оснащені всіма необхідними сучасними рятувальними та евакуаційними технічними засобами.

Для забезпечення безпечної експлуатації морської платформи необхідно, щоб на ній була встановлена і постійно функціонувала система автоматичного моніторингу, що здійснює контроль за:

- станом усіх систем платформи;
- обстановкою у відсіках та приміщеннях;
- динамічних параметрів платформи;
- ситуацією на платформі.

Система моніторингу повинна бути повністю автономною як з енергозабезпечення, так і по каналах зв’язку. Вся інформація з системи моніторингу повинна передаватися до центрів управління, що знаходиться на судні забезпечення і на березі. На платформі повинен бути пост для контролю за роботою системи моніторингу та її технічного обслуговування.

Для забезпечення управління системами платформи в умовах НС, на платформі повинна бути встановлена і постійно функціонувати автономна система аварійного управління (САУ). Дана система повинна бути або повністю автономною, або працювати в складі системи моніторингу. Управління САУ має здійснюватися або з берегового центру управління, або з центру управління на судні супроводу.

Протягом останніх 40 років, на морських платформах нафтогазових промислів трапилось 60 інцидентів, у результаті яких загинуло 599 осіб, а 76 осіб отримали важкі травми. Економічний збиток від цих аварій обліку не піддається. При цьому майже кожен інцидент закінчувався тим, що платформа або знищувалася, або ставала непридатною для відновлення. Тому будь-які витрати на забезпечення безпечної експлуатації морських платформ є виправданими. Системи, що забезпечують безпечну експлуатацію, повинні мати вищий пріоритет серед систем контролю та управління, що розміщуються на платформі. Система управління АРО повинна мати вирішальний голос при прийнятті рішень щодо проведення будь-яких дій на платформі і в навколишньому просторі.

Література

- 1 Обустройство и освоение морских нефтегазовых месторождений / Р.И.Вяхирев, Б.А.Никитин, Д.А. Мирзоев. – М.: Издательство Академии горных наук, 1999. – 373 с.
- 2 Accident Statistics for Offshore Unitson the UKCS 1990-2007: звіт про науково-дослідну роботу // Oil&GasUK. – Лондон, 2009. – 127с.
- 3 Health and Safety Executive. An examination of number and frequency of series dropped objects and swinging load incidents involving cranes and lifting devices on offshore installations for the period 1981–1995: звіт про науково-дослідну роботу / HSE. – Шефїлд, 1997. – 8с.
- 4 Lifting incident review 1980–2003: звіт про науково-дослідну роботу / Sparrows Offshore ServicesLtd. – Лондон, 2004. – 84с.
- 5 Alison McGillivray & John Hare. Offshore Hydrocarbon Releases2001–2008: звіт про науково-дослідну роботу / HSL. - Бакстон, 2008. – 68 с.
- 6 Health and Safety Executive. Hydrocarbon Releases Statistics and Analysis, 2002: звіт про науково-дослідну роботу / HSE. – Бутл, 2003. – 74 с.
- 7 John Peters. Assessment of valve failures in the offshore oil & gas sector: звіт про науково-дослідну роботу / TUV NEL Ltd. – Глазго, 2003. – 52 с.
- 8 Health and Safety Laboratory. Offshore ignition probability arguments:звіт про науково-дослідну роботу / HSL. - Бакстон, 2005. – 18с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
23.05.12
Рекомендована до друку професором
Копєсн Б.В.*

ВТОМНА ДОВГОВІЧНІСТЬ ТА КІНЕТИКА ДЕФОРМАЦІЇ МАТЕРІАЛУ ТРУБОПРОВОДУ ЗА НИЗЬКОЧАСТОТНОГО НАВАНТАЖЕННЯ

Л.Я. Побережний, Т.Ю.Пиріг

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) ,
e-mail: poberezhny@nuing.edu.ua

Проведено моделювання процесу укладання трубопроводу S та J-методами з метою виявлення впливу передексплуатаційного навантаження в циклі укладання на деформаційну поведінку основного металу та зварного з'єднання трубопроводу в процесі експлуатації, його втомну довговічність та ресурс безпечної експлуатації. За результатами втомних випробовувань за схемою навантаження чистим згином з частотою навантаження 0,8 Гц побудовано криві низькочастотної втоми зразків з основного металу та зварного з'єднання морського трубопроводу з переднавантаженням та без нього. Встановлено деякі закономірності впливу рівня механічних напружень та передексплуатаційних навантажень на ресурс безпечної експлуатації основного металу та зварного морського трубопроводу та доведено необхідність урахування передексплуатаційних навантажень при встановленні ресурсу роботи та залишкового ресурсу безпечної експлуатації морських трубопроводів.

Ключові слова: переднавантаження, низькочастотна втома, довговічність, кінетика деформації, ресурс безпечної експлуатації.

Проведено моделирование процесса укладки трубопровода S и J-методами с целью выявления влияния предэксплуатационной нагрузки в цикле укладки на деформационное поведение основного металла и сварного соединения трубопровода в процессе эксплуатации, его усталостную долговечность и ресурс безопасной эксплуатации. По результатам усталостных испытаний по схеме нагрузки чистым изгибом с частотой нагрузки 0,8 Гц построены кривые низкочастотной усталости образцов из основного металла и сварного соединения морского трубопровода с преднагрузкой и без нее. Установлены некоторые закономерности влияния уровня механических напряжений и предэксплуатационных нагрузок на ресурс безопасной эксплуатации основного металла и сварного соединения морского трубопровода и доказана необходимость учета предэксплуатационных нагрузок при установке ресурса работы и остаточного ресурса безопасной эксплуатации морских трубопроводов.

Ключевые слова: преднагрузка, низкочастотная усталость, долговечность, кинетика деформации, ресурс безопасной эксплуатации.

The modeling of pipeline stringing process by means of S- and J-methods for the purpose of detection of influence of pre-operational load in the stringing cycle onto the deformation behavior of the main metal and pipeline welded joint during the process of operation, its fatigue life, and safe operation life has been done. The curves of low-frequency fatigue of the samples from the main metal and subsea pipeline welded joint with pre-loading and without it have been built as a result of the fatigue tests in accordance with the scheme of load by means of pure bending with 0,8Hz load frequency. Some regularities of the influence of level of mechanical stresses and pre-operational loads onto the safe operation life of the main metal and subsea pipeline welded joint have been determined and the necessity of taking pre-operational load under establishing of work life and residual life of subsea pipeline safe operation into account has been proven.

Key words: pre-load, low-frequency fatigue, durability, cycle deformation kinetics, safe operation life.

Поступове виснаження запасів нафтогазових ресурсів на суші та загальносвітове зростання потреби в енергоносіях зумовили різку активізацію пошуково-розвідувальних робіт в акваторіях Світового океану, в надрах якого зосереджено майже утричі більше покладів вуглеводнів, ніж на суші, та, як наслідок, збільшення видобутку нафти і газу на континентальному шельфі, частка якого в світовому обсязі видобування продовжує невпинно зростати.

На сьогоднішній день Україна володіє значним енергетичним потенціалом Чорноморсько-Азовського регіону, який має стратегічне значення для держави з огляду на гостру необхідність зменшення тотальної залежності від російських поставок енергоносіїв. Тому з 2012 року “Чорноморнафтогаз” значно інтенсифікував розробку морського шельфу. Компанією закуплено дві сучасні самопідйомні плаваючі бурові установки (СПБУ), одна з яких – “Петро

Годованець” – вже введена в експлуатацію в червні цього року, а прибуття іншої – “Незалежність” – очікується наприкінці року. За даними компанії, нові СПБУ стануть найбільш високотехнологічними та глибоководними установками на Чорному морі. Їхнє використання дасть можливість працювати на глибинах до 120 м і бурити свердловини глибиною до 9000 м. З можливостями і роботою двох нових високотехнологічних СПБУ “Чорноморнафтогаз” безпосередньо пов'язує плани щодо збільшенню до 2015 року річного видобутку природного газу на шельфі Чорного і Азовського морів утричі (до 3 млрд м³) і, відповідно, зниження залежності України від імпорتنних енергоносіїв.

Під час будівництва морських трубопроводів застосовують різні способи їх укладання, кожен з яких має свої переваги та недоліки. Вибір способу укладання для конкретного випадку залежить від низки чинників, що визна-

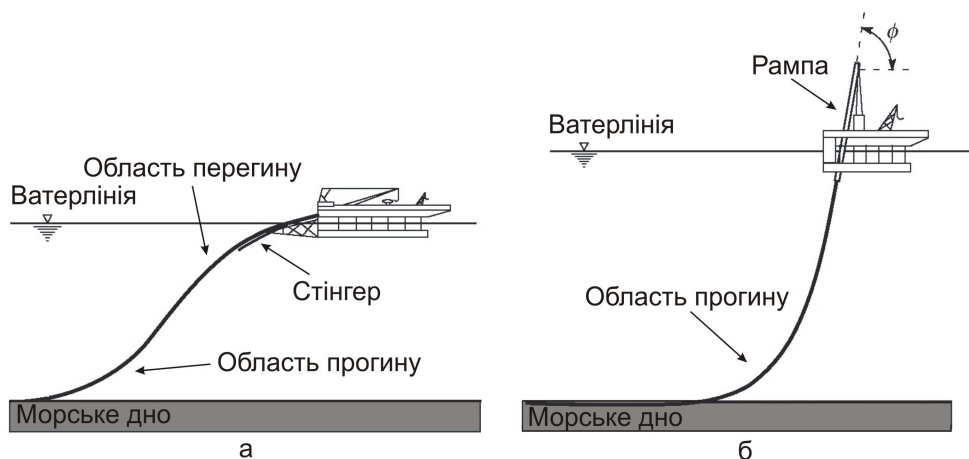


Рисунок 1 – Прокладання трубопроводу S-методом (а) та J-методом (б)

чають організацію процесу його будівництва (наявність технічних засобів, конструкція і призначення трубопроводу, гідрометеорологічні та геологічні умови району будівництва, топографія морського дна, період проведення робіт, умови судноплавства і т.д.) [1]. Проте у світовій практиці найбільшого поширення набули два способи укладання морських трубопроводів: S-метод (рис. 1, а), який має обмеження за глибиною зверху, і J-метод (рис. 1, б), використання якого, навпаки, лімітовано мінімально допустимою глибиною. Тому на практиці доводиться застосовувати поєднання цих двох технологій, а саме: вести будівництво прибережних ділянок за допомогою суден, що реалізують S-метод, а укладання трубопроводу на більш глибоководних ділянках моря продовжувати J-методом. Обидва способи укладання одержали свою назву від форми викривленої ділянки трубопроводу між кормою баржі-трубоукладача і морським дном.

Найбільші згинальні напруження в трубопроводі при його укладанні S-методом виникають на опуклій та ввігнутой ділянках [2]. Напруження на ввігнутой ділянці регулюються за допомогою натяжних пристроїв, які призначені для збільшення радіуса кривизни та, відповідно, зменшення згинального моменту в провисаючому прольоті трубопроводу, а напруження на опуклій ділянці обмежуються стінгером, форма якого може регулюватися в процесі укладання трубопроводу. Зі збільшенням глибини моря та діаметра трубопроводів потрібні дедалі більш потужні стінгери та поздовжні зусилля натягу, яких може виявитися недостатньо для створення необхідного напружено-деформованого стану трубопроводів. Тому на даний час при будівництві трубопроводів на значних глибинах все більш широкого застосування набуває J-метод.

Особливість J-методу полягає в тому, що контроль за напружено-деформованим станом нижньої ввігнутої ділянки трубопроводу здійснюється за допомогою рампи, призначенням якої є коригування кута нахилу ϕ верхнього кінця трубопроводу відносно горизонтальної площини та його сили натягу. Можливість про-

кладання трубопроводів на значно більших морських глибинах порівняно з S-методом забезпечується за рахунок збереження прямолінійності верхньої частини провисаючої ділянки трубопроводу.

Після укладання трубопроводу метал під ізоляційним покриттям в умовах експлуатації піддаватиметься низькочастотній втомі, яка, в залежності від амплітуди напружень чи деформацій може бути малоцикловою та багатоцикловою.

Метою нашої роботи було дослідження впливу навантажень у процесі укладання на втомну довговічність та ресурс безпечної експлуатації морських трубопроводів, оскільки на даний час у діючих нормативних документах вони достатньо не враховуються.

Матеріалом для досліджень слугувала труба сталь 09Г2С. Експериментальні зразки-моделі з $l_p/d = 10$ (l_p , d – довжина та діаметр робочої частини зразка відповідно) випробовували на повітрі ($T = 293$ К) за схемою навантаження чистим згином з частотою обертання зразка 0,8 Гц за розробленою раніше методикою [3].

Втомним випробовуванням передувало моделювання процесу укладання трубопроводу S- та J-методами з метою виявлення впливу попереднього квазістатичного навантаження в циклі укладання на деформаційну поведінку матеріалу трубопроводу в процесі експлуатації. Імітацію процесу укладання трубопроводу S- та J-методами проводили на зразках-моделях шляхом ступінчастого навантаження за прискороною методикою. При збільшенні чи зменшенні навантаження на один ступінь номінальні напруження змінювалися на величину $\Delta\sigma = 20$ МПа. Час витримки на кожному ступені складав $t = 20$ с.

Моделювання процесу укладання трубопроводу S-методом відбувалося шляхом одноциклового знакозмінного навантаження зразків, яке на діаграмі згину призводить до утворення петлі механічного гістерезису, яка складається з двох півциклів. Моделюванню процесу укладання трубопроводу J-методом відповідав перший півцикл навантаження, якому піддавались

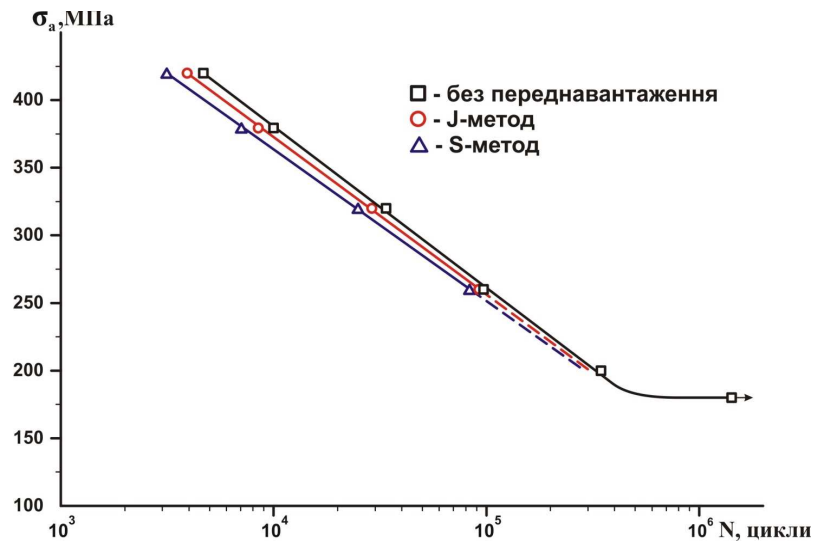


Рисунок 2 – Криві низькочастотної втоми сталі трубопроводу з переднавантаженням та без нього

зразки при моделюванні його процесу укладання S-методом.

На рис. 2 представлено криві низькочастотної втоми сталі трубопроводу з урахуванням передексплуатаційним навантажень в процесі укладання трубопроводу S- та J-методом та без них.

Як бачимо, переднавантаження знижує загальну довговічність сталі трубопроводу, причому негативний вплив переднавантаження із збільшенням рівня номінальних напружень посилюється. Якщо при $\sigma_a = 260$ МПа в процесі укладання трубопроводу J- та S-методом довговічність зменшується в 1,12 та 1,22 разів (на 10,4% та 18,2%), а при $\sigma_a = 320$ МПа – в 1,15 та 1,32 разів (на 12,7% та 24,3%), то при $\sigma_a = 420$ МПа – в 1,19 та 1,5 разів (на 16,3% та 33,4%) відповідно. При цьому границя витривалості сталі 09Г2С на базі 10^6 циклів складає $\sigma_{-1} = 180$ МПа.

Криві втоми трубних сталей не розкривають стадійності цього складного процесу, тому нами здійснено комп'ютерну реєстрацію кінетики деформації при низькочастотному навантаженні.

Користуючись побудованою за результатами механічних випробовувань зразків-моделей діаграмою згину, з метою кращого порівняльного аналізу нами було вибрано три рівні номінальних напружень відповідно до величини границі плинності матеріалу трубопроводу $\sigma_{0,2}$: $0,95\sigma_{0,2}$, $1,15\sigma_{0,2}$ та $1,5\sigma_{0,2}$, які відповідно становлять 260, 320 та 420 МПа.

За результатами досліджень нами були побудовані кінетичні деформації зразків-моделей з переднавантаженням S- та J-методом та без нього для сталі трубопроводу (рис. 3, 4, 5). Тут N_i – кількість пройдених циклів навантаження, N – загальна довговічність.

Типовою для всіх випадків є тристадійна кінетика формування, для якої характерне інтенсивне циклічне зменшення на I-ій стадії, яке має затухаючий характер. Найтриваліша II-га стадія відповідає відносній стабілізації

амплітуди циклічної деформації $\Delta\epsilon^H$, яка зростає монотонно з постійною, проте незначною швидкістю. Наприкінці даної стадії в структурі сталі трубопроводу накопичується критичний ступінь пошкоджуваності (відбувається зародження мікротріщин). Подальше циклічне деформування на завершальній III-ій стадії пов'язане з прискореним ростом корозійно-втомних тріщин, формуванням та поширенням магістральної тріщини аж до початку остаточного руйнування зразка.

Для всіх досліджуваних амплітуд напружень σ_a фіксуємо істотні зміни у кінетиці деформації переднавантажених зразків. Зокрема, спостерігаємо зростання тривалості I-ої стадії низькочастотної втоми та збільшення амплітуди стабілізації циклічної деформації на початку II-ої стадії. Щоправда, для випадку навантаження до рівня 420 МПа спостерігається незначне зниження амплітуди стабілізації циклічної деформації на початку II-ої стадії.

Для сталі трубопроводу при переднавантаженні J-методом величина амплітуди стабілізації циклічної деформації порівняно зі звичайним навантаженням при випробовуваннях на рівні напружень 260 та 320 МПа зростає відповідно на 15,6% та 18,6%, а при рівні напружень 420 МПа знижується на 15,1%. Для переднавантаження S-методом ця величина порівняно зі звичайним навантаженням при випробовуваннях на рівні напружень 260 та 320 МПа зростає відповідно на 25,8% та 28,3%, а при рівні напружень 420 МПа – знижується на 23,9%. Така деформаційна поведінка сталі трубопроводу для області високих амплітуд напружень пояснюється вичерпанням ресурсу пластичності в процесі переднавантаження, що підтверджується збільшенням тривалості та характером перебігу III-ої стадії втоми, а саме – швидкою появою деформаційних стрибків, внаслідок поширення втомної тріщини.

Для кращого наочного представлення впливу переднавантаження на рівень деформації сталі трубопроводу за результатами втомних

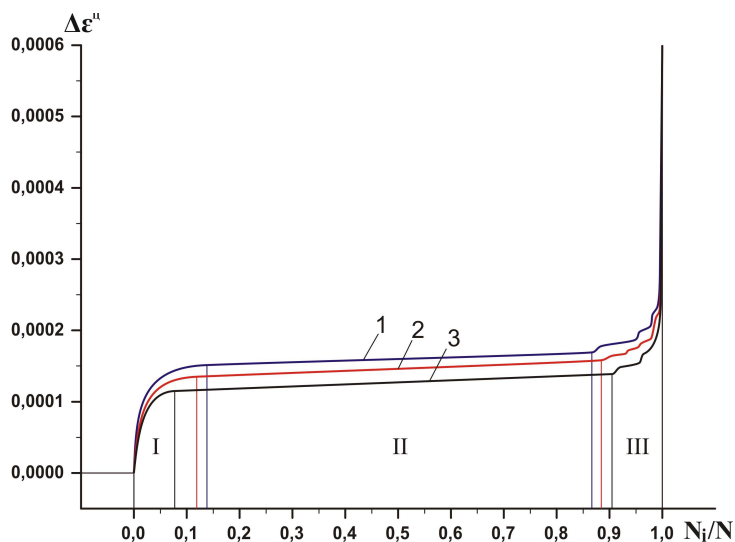


Рисунок 3 – Кінетичні криві деформування сталі трубопроводу за амплітуди напружень 260 МПа з переднавантаженням S-методом (1), J-методом (2) та без нього (3)

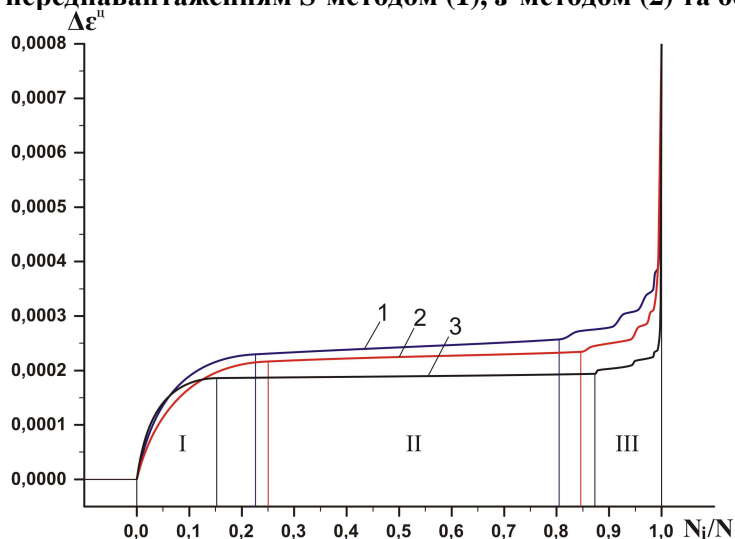


Рисунок 4 – Кінетичні криві деформування сталі трубопроводу за амплітуди напружень 320 МПа з переднавантаженням S-методом (1), J-методом (2) та без нього (3)

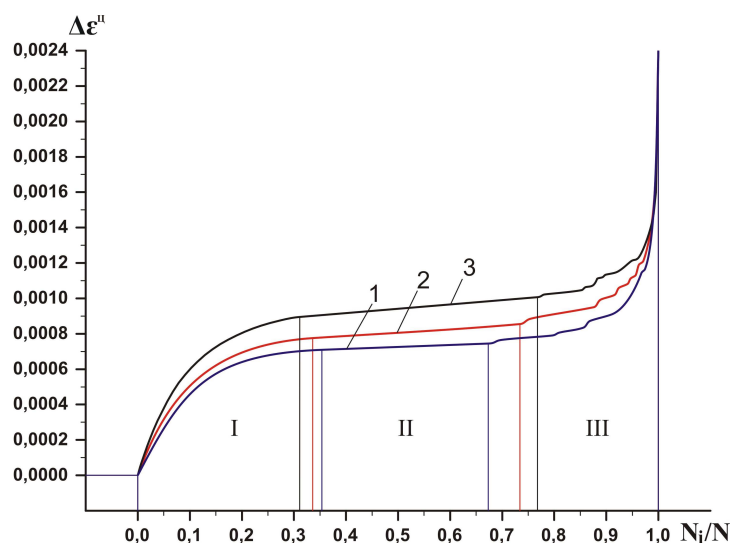


Рисунок 5 – Кінетичні криві деформування сталі трубопроводу за амплітуди напружень 420 МПа з переднавантаженням S-методом (1), J-методом (2) та без нього (3)

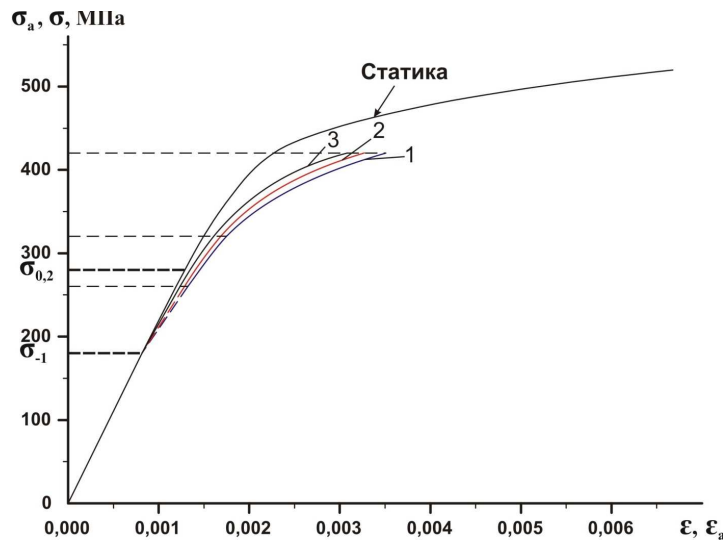


Рисунок 6 – Діаграма циклічного кругового згину сталі трубопроводу з переднавантаженням S-методом (1), J-методом (2) та без нього (3)

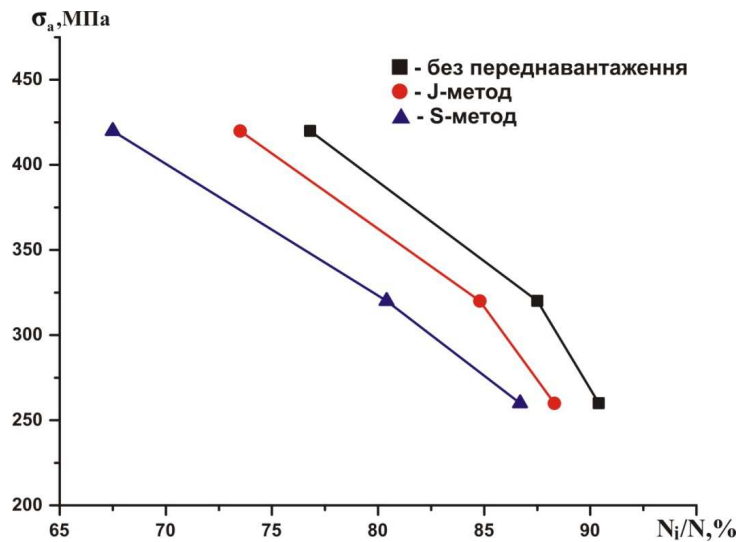


Рисунок 7 – Вплив переднавантаження на ресурс безпечної експлуатації сталі трубопроводу

випробувань побудовано діаграми циклічного кругового згину (рис. 6). Вони вказують на відчутний приріст циклічної деформації у переднавантажених зразках, що призводить до вичерпання ресурсу пластичності металу і, як наслідок, до зменшення ресурсу безпечної експлуатації. Використання таких діаграм при проектуванні морських трубопроводів дасть змогу коректніше оцінювати рівень циклічної деформації в процесі експлуатації та оптимізувати режими перекачування транспортованого продукту.

На останньому етапі досліджень проведено оцінку впливу передексплуатаційних навантажень на ресурс безпечної експлуатації трубопроводу, який відповідає тривалості першої та другої стадій низькочастотної втоми, тобто дорівнює діапазону від початку втоми до переходу в стадію прискореного росту втоми тріщини. Як видно з одержаних результатів (рис. 7), передексплуатаційні навантаження зменшують ресурс безпечної експлуатації сталі морських трубопроводів при укла-

данні S-методом від 3,7% до 9,3%, а при укладанні J-методом – від 2,1% до 3,3%, причому із збільшенням амплітуди напружень негативний вплив переднавантаження істотно зростає.

Така поведінка сталі трубопроводу вимагає особливо ретельного вивчення, оскільки її необхідно враховувати при проектуванні та експлуатації глибоководних трубопроводів, адже саме із збільшенням глибини укладання зростають передексплуатаційні навантаження, а також підвищується ризик пошкодження ізоляційного покриття і, як наслідок, поява та розвиток корозійних та корозійно-втомних уражень. Тому в подальших дослідженнях необхідно детально вивчити корозійну та корозійно-втомну поведінку сталі трубопроводу у морській воді для одержання цілісної картини впливу навантажень в процесі будівництва на ресурс безпечної експлуатації морських трубопроводів. Такі дослідження особливо актуальні ще й з огляду на те, що на великих глибинах пролягання траси трубопроводу проведення ремонтних заходів істотно утруднене або ж не виправдано вартісне.

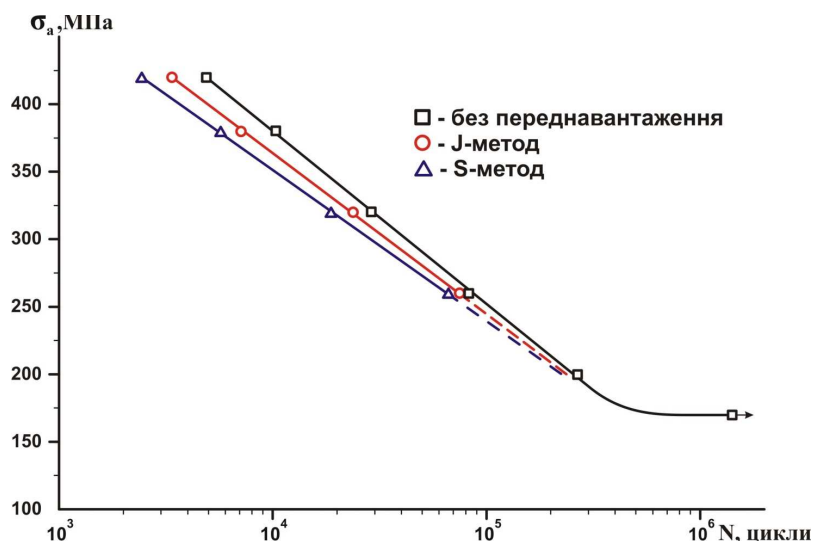


Рисунок 8 – Криві низькочастотної втоми зварного з'єднання трубопроводу з переднавантаженням та без нього

В процесі вивчення довговічності та ресурсу безпечної експлуатації морських трубопроводів розрахунок останнього за характеристиками винятково матеріалу лінійної частини труби був би сумнівним чи навіть некоректним. Відомо, що більшість втомних та корозійно-втомних руйнувань виникає в околі зварного шва, оскільки його композитна структура “зварний шов – зона термічного впливу” (ЗШ-ЗТВ) сама по собі збільшує ризик виникнення пошкоджень внаслідок структурної негомогенності [4].

При укладанні морських трубопроводів процес зварювання є провідним технологічним процесом, що визначає терміни будівництва, герметичність і міцність конструкції трубопроводу [5]. Тому порушення вимог технологічного процесу зварювання можуть викликати зниження механічних характеристик зварного з'єднання порівняно металом лінійної частини трубопроводу, внаслідок збільшення кількості втомних пошкоджень та швидкості росту тріщин. В зв'язку з цим виникає потреба у комплексних дослідженнях композиції ЗШ-ЗТВ як слабкої ланки трубопровідної системи в умовах низькочастотного навантаження, з метою коректного прогнозування її втомного ресурсу.

Втомні випробовування на повітрі ($T = 293 \text{ K}$) з частотою навантаження $0,8 \text{ Гц}$ проводили на коротких зразках-моделях з $l_p/d = 4$, в яких зварний шов розташований посередині робочої частини зразка.

Одержані криві втоми, побудовані з урахуванням передексплуатаційних навантажень в процесі укладання трубопроводу S- та J-методом та без такого, свідчать, що зварне з'єднання характеризується нижчою втомною довговічністю порівняно з основним металом (рис. 8). Однією з основних причин цього є велика ймовірність наявності в композиції ЗШ-ЗТВ неоднорідностей, таких як включення, порожнини тощо, які впливають на кінетику деформації та зародження тріщин. Інша причина полягає в тому, що нагрівання та охоло-

дження під час зварювання викликає появу залишкових напружень, які спричиняють збільшення кількості втомних пошкоджень та швидкості росту тріщин.

Крім того, переднавантаження більш суттєво знижує загальну довговічність зварного з'єднання порівняно з основним металом. Якщо при $\sigma_a = 260 \text{ МПа}$ в процесі укладання трубопроводу J та S-методом довговічність зменшується в 1,18 та 1,32 разів (на 14,9% та 24,1%), а при $\sigma_a = 320 \text{ МПа}$ – в 1,27 та 1,54 разів (на 21,1% та 35,2%), то при $\sigma_a = 420 \text{ МПа}$ – в 1,44 та 2,01 разів (на 30,6% та 50,1%) відповідно. Крім того, границя витривалості зварного з'єднання на базі 10^6 циклів дещо менша від такої для основного металу і складає $\sigma_{-1} = 170 \text{ МПа}$. Така тенденція підтверджує тезу про найбільший ризик виникнення пошкоджень, відмов чи позаштатних ситуацій під час експлуатації трубопроводу саме в області зварного шва.

Зафіксована деформаційна поведінка зразків зварного з'єднання загалом відповідає такій для сталі трубопроводу, оскільки кінетика деформації теж демонструє три характерні стадії, однак їх тривалість у відсотках дещо відрізняється (рис. 9, 10, 11). Зокрема збільшується, порівняно з основним металом, тривалість третьої стадії, що призводить, як наслідок, до більш інтенсивного зменшення ресурсу безпечної експлуатації. Для зварного з'єднання порівняно з основним металом у переднавантажених зразках для всіх досліджуваних амплітуд напружень спостерігається зниження тривалості I-ої стадії низькочастотної втоми, особливо значне для переднавантаження S-методом при 260 та 320 МПа. При цьому зберігається характерне для кінетики циклічного деформування основного металу збільшення амплітуди стабілізації циклічної деформації на початку II-ої стадії при 260 та 320 МПа та її незначне зменшення при 420 МПа. Для випадку попереднього переднавантаження J-методом величина амплітуди стабілізації циклічної деформації порівняно

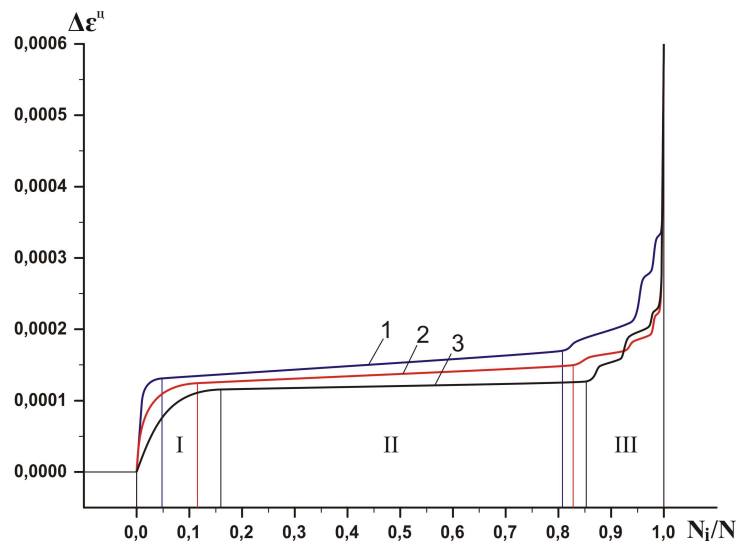


Рисунок 9 – Кінетичні криві деформації зварного з'єднання за амплітуди напружень 260 МПа з переднавантаженням S-методом (1), J-методом (2) та без нього (3)

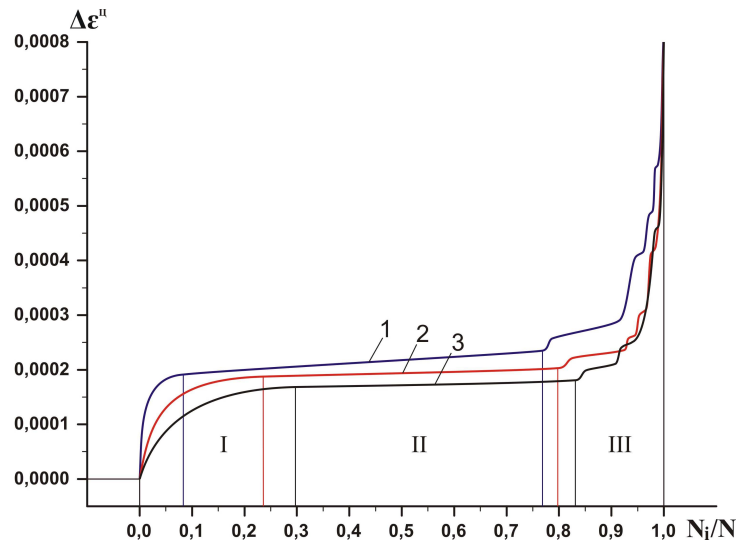


Рисунок 10 – Кінетичні криві деформації зварного з'єднання за амплітуди напружень 320 МПа з переднавантаженням S-методом (1), J-методом (2) та без нього (3)

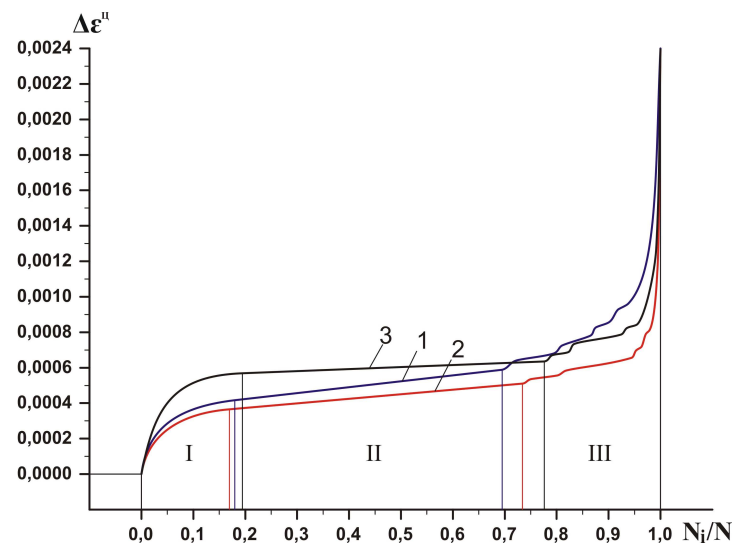


Рисунок 11 – Кінетичні криві деформації зварного з'єднання за амплітуди напружень 420 МПа з переднавантаженням S-методом (1), J-методом (2) та без нього (3)

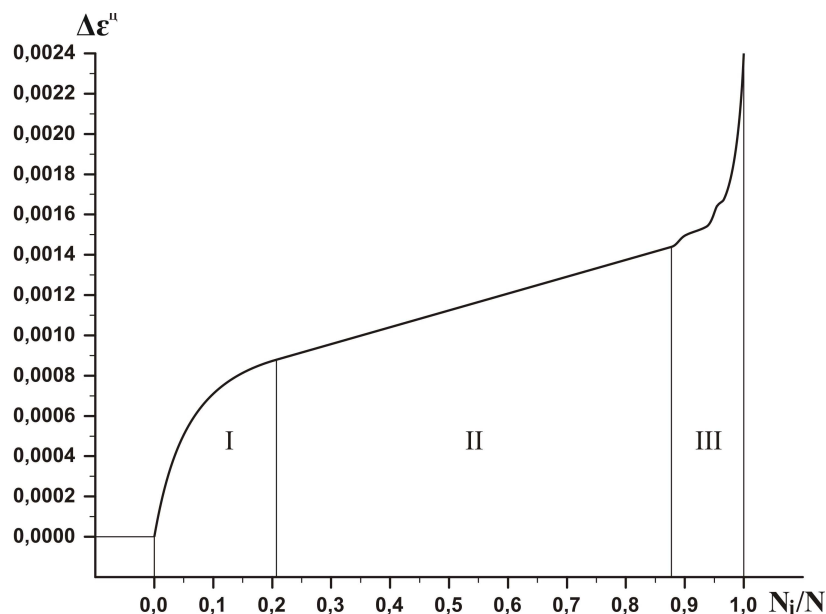


Рисунок 12 – Аномальна деформаційна поведінка переднавантажених зразків зварного з'єднання (420 МПа)

зі звичайним навантаженням при випробуваннях на рівні напружень 260 та 320 МПа зростає відповідно на 13,1% та 11,9%, а при рівні напружень 420 МПа – знижується на 26,7%. Для випадку попереднього переднавантаження S-методом ця величина порівняно зі звичайним навантаженням при випробуваннях на рівні напружень 260 та 320 МПа зростає відповідно на 24,6% та 22,3%, а при рівні напружень 420 МПа – знижується на 16,7%. Крім того, зварне з'єднання характеризується більш інтенсивним пластичним деформуванням, про що свідчить більша швидкість приросту амплітуди циклічної деформації на II-й стадії, яка для основного металу залишається практично незмінною. Це, в свою чергу, зумовлює менший ресурс та безпечний ресурс експлуатації зварного з'єднання порівняно з основним металом. Нижчі порівняно з основним металом значення амплітуди стабілізації циклічної деформації для зварного шва можна пояснити масштабним фактором.

В процесі втомних випробувань зразків зварного з'єднання виявилася досить небезпечна тенденція: зафіксовано аномальну деформаційну поведінку частини зразків з кожної партії. Вона проявляється у відсутності стабілізації деформації на II-й стадії, внаслідок чого практично від самого початку II-ої стадії зразки переходять в область швидкого росту втомної тріщини (рис. 12). Порівняльний аналіз (рис. 11, 12) вказує на приріст амплітуди циклічної деформації до 2,5...3 разів. Зменшення загальної довговічності та ресурсу безпечної експлуатації становить 1,8...2,3 рази. Причому, слід зазначити, така поведінка спостерігається тільки у переднавантажених S- та J-методом зразків, що зайвий раз підтверджує неприпустимість нехтування впливом передексплуатаційних навантажень при оцінці загального ресурсу та ресурсу безпечної експлуатації морських трубопроводів.

Щоб уникнути виникнення цього небезпечного явища, матеріали, що використовуються при зварюванні морських трубопроводів, повинні забезпечувати наступне:

- рівномірність зварного шва та основного металу труби по границі міцності, плинності та витривалості;
- відсутність у металі шва і зоні термічного впливу “гарячих” та “холодних” тріщин;
- отримання зварних швів без шлакових включень, газових пор, підрізів та інших дефектів;
- отримання технологічним шляхом профілю зварного шва з плавним переходом до основного металу труби;
- відсутність навіть незначного непровару в корені стикового шва.

За результатами втомних випробувань побудовано діаграми циклічного кругового згину для зразків зі зварного з'єднання (рис. 13). З неї випливає, що максимальний приріст циклічної деформації спостерігається для зразків, переднавантажених S-методом. Для випадку із J-методом такий приріст дещо менший. Така залежність пояснюється проявом ефекту Баушінгера при квазістатичному навантаженні за схемою S-методу.

Аналіз одержаних результатів свідчить (рис. 14), що передексплуатаційні навантаження зменшують ресурс безпечної експлуатації зварного з'єднання морських трубопроводів при укладанні S-методом від 4,2% до 7,9%, а при укладанні J-методом – від 2,3% до 4,1%.

Для зразків зварного з'єднання, як і для зразків основного металу, із зростанням амплітуди напружень спостерігається збільшення негативного впливу переднавантаження на залишковий ресурс безпечної експлуатації. Такий вплив механічного чинника, крім того, викликає у випадку зварного з'єднання ще й зменшення ресурсу безпечної експлуатації порівня-

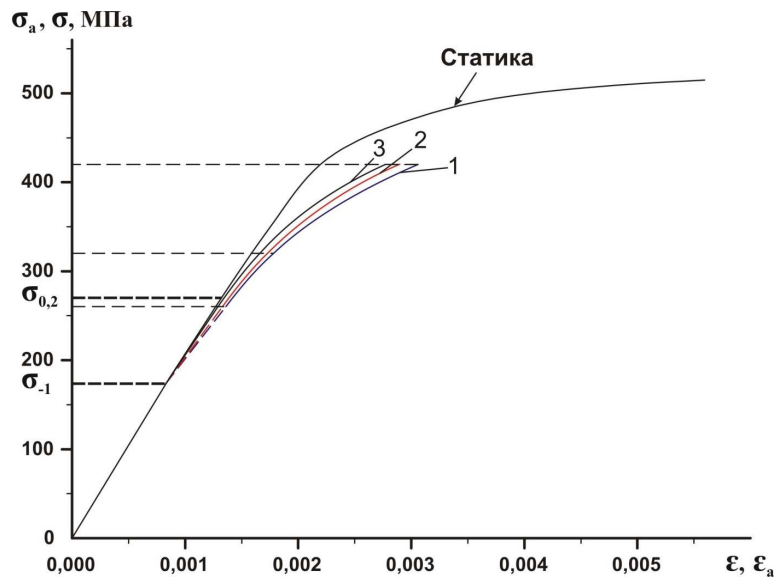


Рисунок 13 – Діаграма циклічного кругового згину зварного з’єднання з переднавантаженням S-методом (1) та J-методом (2) та без нього (3)

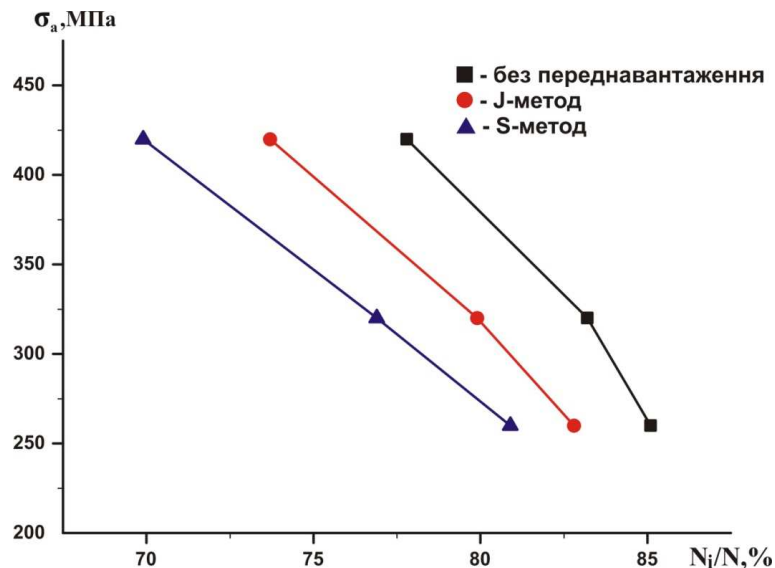


Рисунок 14 – Вплив переднавантаження на ресурс безпечної експлуатації зварного з’єднання

но з основним металом. Така тенденція пояснюється неомогенністю та підвищеним ризиком дефектності матеріалу трубопроводу в області зварного з’єднання.

Висновки

На експериментальних зразках матеріалу морського трубопроводу змодельовано процес його укланання на дно моря S та J-методами.

Досліджено вплив передексплуатаційних навантажень у процесі укладання трубопроводу на довговічність основного металу та зварного з’єднання труб.

Вивчено вплив переднавантаження на деформаційну поведінку матеріалу лінійної частини та зварного з’єднання трубопроводу.

Побудовано кінетичні криві деформації та діаграми циклічного кругового згину для зразків основного металу та зварного з’єднання.

Встановлено деякі закономірності впливу рівня механічних напружень та передексплуатаційних навантажень на ресурс безпечної експлуатації морських трубопроводів і доведено необхідність урахування передексплуатаційних навантажень при встановленні ресурсу роботи та залишкового ресурсу безпечної експлуатації морських трубопроводів.

Література

1 Бошкова І.Л. Трубопроводный транспорт и переработка продукции морских скважин: учебное пособие / И.Л. Бошкова. – О.: Одесская государственная академия холода, 2010. – 144 с.

2 Бородавкин П.П. Морские нефтегазовые сооружения: Учебник для вузов. Часть 2. Технология строительства / П.П. Бородавкин. – М.: ООО Недра-Бизнесцентр, 2007. – 408 с.: ил.

3 Крижанівський Є.І. Установка для комплексних досліджень малоциклової втоми матеріалу морських трубопроводів у робочих середовищах / Є.І.Крижанівський, Л.Я. Побережний // Нафт. і газова пром-сть. – 2001. – № 5. – С. 44-45.

4 Труфяков В.И. Усталость сварных соединений / В.И. Труфяков. – К.: Наукова думка, 1973. – 216 с.

5 Капустин К.Я. Строительство морских трубопроводов / К.Я. Капустин, М.А.Камышев. – М.: Недра, 1982. – 207 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії

27.08.12

*Рекомендована до друку професором
Грудзом В.Я.*

МОЛЬНІ ЧАСТКИ ПСЕВДОКОМПОНЕНТІВ КОНДЕНСАТУ ЗА РІВНЯННЯМ ПЕНГА-РОБІНСОНА І ДАНИМИ ФРАКЦІЙНОГО СКЛАДУ

В.В. Музика

НАК «Нафтогаз України», ДК «Укргазвидобування», філія УкрНДІгаз,
61010, м. Харків, Красношкільна набережна, 20, тел. (057) 7304619, e-mail: rozidrala@ua.fm

Стисло викладено метод знаходження мольних часток псевдокомпонентів конденсату за рівнянням стану Пенга-Робінсона та даними фракційного складу (відгону). Лабораторні аналізи конденсатів зазвичай дають обмежений опис важких компонентів. Вуглеводні, важчі за гексан, зазвичай поєднують у фракцію C_{7+} з вимірною молекулярною вагою і відносною густиною. Рівняння стану Пенга-Робінсона може бути використане для точного розрахунку констант рівноваги сумішей. Шіфт-параметр, що виражений функцією відносної температури для певних компонентів, також використано у цих дослідженнях. Наведено приклади використання програми для розрахунку молекулярної маси і густини багатоконпонентних сумішей. Оскільки кубічні рівняння стану мають власні обмеження, і рівняння Пенга-Робінсона не є винятком, правомірність для нових розрахунків полягає у поєднанні простоти і точності. Вони дають відмінні результати для всіх конденсатів, отримана прийнятна відповідність між розрахованою густиною конденсату та експериментальними значеннями його густини.

Ключові слова: моделювання, фазова рівновага, вуглеводні

Кратко изложен метод нахождения мольных долей псевдокомпонентов конденсата по уравнению состояния Пенга-Робинсона и данным фракционного состава (отгона). Лабораторные анализы конденсатов обычно дают ограниченное описание тяжёлых компонентов. Углеводороды, тяжелее гексана, обычно объединяют во фракцию C_{7+} с измеренной молекулярной массой и относительной плотностью. Уравнение состояния Пенга-Робинсона может быть использовано для точного расчёта констант равновесия смесей. Шифт-параметр, который выражен функцией относительной температуры для определённых компонентов, также был использован в исследованиях. Приведены примеры использования программы для расчёта молекулярной массы и плотности многокомпонентных смесей. Поскольку кубические уравнения состояния имеют существенные ограничения, и уравнение Пенга-Робинсона — не исключение, правомерность для новых расчётов состоит в сочетании простоты и точности. Они дают отличные результаты для всех конденсатов, получено хорошее соответствие между расчётной плотностью конденсата и его экспериментальной плотностью.

Ключевые слова: моделирование, фазовое равновесие, углеводороды

The development of molar particles searching of pseudocomponents gas condensate in which Peng-Robinson equation of state and fraction distillation data has been used is outlined. Laboratory analyses of reservoir fluids usually give a limited description of the heavy components. Hydrocarbons heavier than hexane are normally lumped into a C_{7+} fraction with measured molecular weight and relative density. Peng-Robinson equation of state can be used for accurate calculations of equilibrium ratio of mixtures. Shift parameters expressed as a function of relative temperature for certain components have also been determined in this work. Examples of the program use to calculate molecular weight and liquid density of multicomponent mixtures are given. Since cubic equations of state have their limitations, and PR equation is no exception, the justification for new calculations is the compromise of its simplicity and accuracy. It performs well in all tested cases; good agreement was obtained between the calculated gas condensate density and the experimental values.

Keywords: modeling, phase equilibrium, hydrocarbons

Вступ

Умови і процеси утворення природних покладів вуглеводнів надзвичайно різноманітні: біохімічні і термokatалітичні перетворення органічної речовини, хімічні реакції та процеси, що здійснюються під впливом на гірські породи високих температур і тисків. Розвиток глибокого буріння призвів до відкриття покладів вуглеводнів, рідинна фаза яких за температурою кипіння фракцій і фракційним складом може бути віднесена до нафти, а за розподілом ряду алканів — до конденсатів, тому при проектуванні розробки покладу таку нафту доводиться розглядати як компонентну суміш. Газоконденсатне компонентне моделювання супроводжує розрахунки запасів вуглеводнів і використовується для порівняння методів ви-

лучення для економічної розробки родовищ. Ще з появи рівняння ван-дер-Ваальса (vander-Waals, 1873) багатьма авторами пропонувалися варіації напівемпіричних залежностей розрахунків сумішей компонентів, найбільш часто вживане рівняння Пенга-Робінсона (PR) було представлено у 1976 р. і давало кращі результати, ніж рівняння Соаве-Редліха-Квонга (SRK), у розрахунку об'ємних співвідношень при фазовій рівновазі. Під час отримання фракційного складу конденсату низькі температури початку його кипіння вказують на наявність у ньому легких компонентів. Для їх правильного визначення досліджено метод розрахунку мольних часток псевдокомпонентів конденсату з використанням рівняння Пенга-Робінсона. Отримані результати дозволяють точніше враховувати властивості різноманітних конденсатів.

Рівняння стану суміші компонентів

Закон подібних станів (встановлює пряму пропорційність тиску, об'єму і температури газу від своїх критичних значень) був запропонований ван-дер-Ваальсом у 1881 р. і відкрив широке застосування кубічних рівнянь стану для термодинамічних розрахунків фазової рівноваги, особливо для систем, що вміщують неполярні компоненти, такі як вуглеводні і легкі неуглеводневі компоненти. Основні причини використання інженерами кубічних рівнянь стану — широкий діапазон застосування за тиском і температурою, відносна простота і можливість проводити розрахунки вище і нижче критичної точки суміші. Характерним для розрахунків є різке збільшення машинного часу при збільшенні числа компонентів. Серед кубічних рівнянь стану поширеним для розрахунків фазової рівноваги використаним у даній роботі є рівняння Пенга-Робінсона (PREOS) [1]:

$$P = \frac{RT}{v-b} - \frac{\alpha(T)}{v(v+b)+b(v-b)} \quad (1)$$

або

$$Z^3 - (1-B)Z^2 + (A-3B^2-2B)Z - (AB-B^2-B^3) = 0, \quad (2)$$

де

$$A = \frac{aP}{R^2T^2}; \quad (3)$$

$$B = \frac{bP}{RT}; \quad (4)$$

$$Z = \frac{Pv}{RT}, \quad (5)$$

де А — константа, визначена рівнянням 3, а — параметр притягання, В — константа, визначена рівнянням 4, b — ван-дер-ваальсівський об'єм, Р — тиск, R — газова константа, Т — абсолютна температура, v — молярний об'єм, Z — коефіцієнт стисливості, α — фактор масштабування, визначений рівнянням 8.

Рівняння 2 дає один або три кореня залежно від кількості фаз у системі. У двофазному регіоні найбільший корінь відповідає коефіцієнту стисливості для газу, а найменший позитивний корінь — для рідини.

Застосовуючи рівняння 1 до критичної точки, отримуємо:

$$a(T_c) = 0,45724 \frac{R^2T_c^2}{P_c}; \quad (6)$$

$$b(T_c) = 0,07780 \frac{RT_c}{P_c}. \quad (7)$$

За температури, відмінної від критичної, приймалося

$$a(T) = a(T_c) \cdot \alpha(T_r, \omega); \quad (8)$$

$$T_r = \frac{T}{T_c}; \quad (9)$$

$$b(T) = b(T_c), \quad (10)$$

де α(T_r, ω) — безрозмірна функція відносної температури T_r та ацентричного фактору ω, дорівнює одиниці за критичної температури. Нижні індекси: с — критична властивість, r — зведена відносно критичної властивість. За Тву (Т_{wu}) згідно з [2]

$$\alpha(T_r, \omega) = \alpha^{(0)}(T_r) + \omega(\alpha^{(1)}(T_r) - \alpha^{(0)}(T_r)); \quad (11)$$

$$\alpha^{(i)}(T_r) = T_r^{N(M-1)} e^{L(1-T_r^{NM})}. \quad (12)$$

| Параметри | T _r ≤ 1 | | T _r > 1 | |
|-----------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|
| | α ⁽⁰⁾ (T) | α ⁽¹⁾ (T) | α ⁽⁰⁾ (T) | α ⁽¹⁾ (T) |
| L | 0,125283 | 0,511614 | 0,401219 | 0,024955 |
| M | 0,911807 | 0,784054 | 4,963075 | 1,248088 |
| N | 1,948153 | 2,812522 | -0,2 | -8 |

Отже, використання рівняння стану флюїду вимагає знання компонентного складу суміші і таких властивостей кожного компоненту: молекулярної маси, ацентричного фактора, критичного тиску і критичної температури. Розрахунки густини рідкої фази ніколи не були точними з двопараметричними кубічними рівняннями, тому для підвищення точності у рівняння 1 вводять с — лінійне переміщення молярного об'єму v, яке не впливає на газорідну рівновагу. У розрахунках використана модифікація, запропонована у [3]:

$$v_{\text{уточнений}} = v - c; \quad (13)$$

$$c = \sum_i x_i c_i. \quad (14)$$

Для кожного компоненту i шіфт-параметр s має власне значення:

$$s = \frac{c_i}{b_i}. \quad (15)$$

За умови T_r < 1 для пропану та важких компонентів

$$s = |T_r - a_1|^{a_2} + a_3 + a_4 \omega + a_5 e^{a_6(T_r - 1)}. \quad (16)$$

| | | |
|----------------|----------------|----------------|
| a ₁ | a ₂ | a ₃ |
| 0,74145 | 1,35489 | -0,16410 |
| a ₄ | a ₅ | a ₆ |
| 0,47894 | 0,42829 | 25,3301 |

Розрахунки довели можливість заміни комплексу a₃ + a₄ω одним параметром, індивідуальним для компоненту. Для легких компонентів T_r > 1 та

$$s = a_1 + a_2 T_r. \quad (17)$$

| Компонент | a_1 | a_2 |
|-------------------------------|----------|----------|
| CO ₂ | 0,42109 | -0,31366 |
| N ₂ | -0,09984 | -0,02984 |
| CH ₄ | -0,09427 | -0,03728 |
| C ₂ H ₆ | -0,12318 | 0,00189 |
| C ₃ H ₈ | -0,09 | 0 |

Це відображає той факт, що шіфт-параметр для компоненту може бути визначений не лише константою, а функцією від відносної температури.

Коефіцієнт летючості f компоненту k у суміші може бути розрахований з такого виразу:

$$\ln \frac{f_k}{x_k P} = \frac{b_k}{b} (Z - 1) - \ln(Z - B) - \frac{A}{2\sqrt{2B}} \times \left(\frac{2 \sum_i x_i a_{ik}}{a} - \frac{b_k}{b} \right) \ln \left(\frac{Z + (1 + \sqrt{2B})}{Z + (1 - \sqrt{2B})} \right), \quad (18)$$

де x — мольна частка, нижні індекси i, j, k — вказують на компоненти.

Параметри суміші, використані у рівняннях 2 та 18, визначаються ван-дер-ваальсівськими правилами змішування:

$$a = \sum_i \sum_j x_i x_j a_{ij}; \quad (19)$$

$$b = \sum_i x_i b_i; \quad (20)$$

$$a_{ij} = (1 - \delta_{ij}) \sqrt{a_i} \sqrt{a_j}. \quad (21)$$

У рівнянні 21 δ_{ij} — емпірично визначений коефіцієнт бінарної взаємодії (VIP), що характеризує бінарну суміш з компоненту i та компоненту j . Значення δ_{ij} отримуються з умови мінімального відхилення у розрахунку тиску точки початку кипіння і згідно з [1] оптимальні δ_{ij} дуже малі для компонентів з середніми відмінностями у розмірі молекул.

Особливості розрахунку фазової рівноваги багатокомпонентної суміші викладені дослідниками у [4] та [5], але зауважимо, що для розв'язання рівняння Рашфорда-Райса (Rachford-Rice) надійніше знайти аналітично абсциси всіх його точок розриву, вибрати необхідний фізично змістовний інтервал між двома розривами, на якому гарантовано методом половинного ділення знаходити корінь — молярну частку газової фази у суміші.

Конденсати

У родовищах від газоконденсатного до нафтового типу флюїди — це комплексні суміші, що включають легкі і проміжні вуглеводні, деяку кількість неуглеводневих і багато гептанів і ще важчих компонентів (C₇₊). Лабораторні аналізи таких флюїдів зазвичай дають обмежений опис важких компонентів. У випадку гли-

бокозалежаних покладів забезпечення відповідності проби пластового флюїду є складним дослідницьким завданням. Згідно з таблицею технологічної класифікації конденсатів [6] до їх складу, крім н-алканів, входять також ароматичні вуглеводні та простежується залежність їх вмісту від температури кінця кипіння. Ароматичні характеризуються збільшеною густиною від однакових за температурою кипіння н-алканів.

Емпіричний метод, запропонований Робінсоном і Пенгом (1978 р.), полягав у розподілі на парафіни, нафтени і ароматичні (PNA splitting) кожної фракції. Вітсон (Whitson, 1984 р.) не рекомендував такий розподіл, оскільки методи розподілу можуть бути ненадійними [3]. Були винайдені прості і складні схеми для переведення великої кількості груп, що відповідають вуглеводням з окремими порядковими номерами (SCN groups), у меншу кількість груп (близько 6) [7]. Вітсон у 1988 р. узагальнив метод дискретизації неперервного молярного розподілу компонентів C₇₊ використанням квадратур Гауса, суть якого полягає у розподілі на задану кількість псевдокомпонентів фракції C₇₊, що описується неперервною функцією гама-розподілу. Практичним недоліком такої досить точної схеми є те, що для кожного конденсату метод буде видавати різний набір псевдокомпонентів з різними молекулярними масами. Тому Вітсон запропонував на цій основі модифікацію методу з єдиним набором псевдокомпонентів для заданого параметру молярного розподілу α . Цікаво, що при розподілі згідно з цим методом фракції C₇₊ легкого конденсату родовища Тугана 5 псевдокомпонентів молекулярні маси знаходились у діапазоні 99-500 г/моль, у той же час інакше розбиття цього ж конденсату [3], коли молекулярні маси 5 псевдокомпонентів відповідали діапазону 96-199 г/моль, дало на 50 % меншу похибку відносно експерименту при обчисленні тиску початку конденсації, а метод розбиття на п'ять фракцій з однаковими мольними частками кожної показав нижчу точність. Серед даних, необхідних для розрахунків, є точка початку конденсації, коефіцієнт стисливості для газу, об'ємна частка рідини. Хосен і Дейв [8, 9] зазначили, що для розрахунку цих даних за допомогою рівняння стану необхідне врахування фракцій, що відповідають компонентам понад C₂₄ (SCN24). Виділимо важливі закономірності для фракції конденсатів C₇₊:

- припустимо обмежуватися невеликою кількістю псевдокомпонентів;
- молекулярні маси псевдокомпонентів повинні наближатися до геометричної прогресії (можливо, окрім найважчого), для першого псевдокомпоненту ≈ 100 ;
- останній псевдокомпонент має мати молекулярну масу понад 360 г/моль.

Для фізично змістовного моделювання розробки газоконденсатного родовища встановлюють компонентний склад пластового флюїду на момент початку розробки родовища, у першу чергу — за допомоги досліджень ступе-

невого розгазування суміші (CVD tests) на пробах, що відповідають пластовому флюїду. Також використовуються дані хроматографічного аналізу газу і фракційного складу конденсату [10] та результати промислової сепарації газоконденсатної суміші. Низькі температури початку кипіння, що для конденсатів Новотроїцького НГКР складають 27–40 °С, вказують на наявність у ньому легких компонентів. За законами термодинаміки температура початку кипіння суміші завжди є вищою, ніж її найлегшого компоненту — це просте розбиття на фракції не може врахувати. Згідно з графіками [11] для двох бінарних систем пентан-декан та бутан-декан за стандартної температури тиску початку конденсації, від якого залежать константи фазової рівноваги, відрізняється на 25%. До того ж вимірювання густини вузьких фракцій під час відгону проби стандартом не передбачається, що робить використання кореляцій для фракцій, з урахуванням впливу на суміш пентану і легких компонентів, недостатньо обґрунтованими.

На основі рівняння 1 можна розв'язати пряму задачу моделювання процесу [10]. Створено програму для ЕОМ, за якою проба із заданим компонентним складом розміщується у колбі стандартного об'єму; залишок об'єму понад 100 см³ заповнюється сумішшю азоту (93,98 % мол.) і вуглекислого газу, параметри якої відповідають повітрю. Далі здійснюється нагрівання колби за стандартного тиску у температурному діапазоні від 15°С до 400°С, з малим кроком за температурою. На кожному етапі виконуються розрахунки фазової рівноваги у колбі (фізично змістовне припущення, оскільки нагрівання колби за вимогами [10] повинно здійснюватися поволі) і визначається надлишковий об'єм газу, що вийде з колби за етап. Відповідна йому кількість молей цього газу охолоджується за стандартом — розраховується його фазова рівновага. Рідина (якщо з'явилася) доливається у другу колбу, в якій після завершення процесу отримується об'єм відігнутого конденсату, завжди менший 100 см³. Дослідним шляхом був знайдений необхідний крок за температурою для отримання результату відгону з точністю 0,1 см³. Звичайно, схема розрахунків забезпечує баланс кількості речовини, і хоча цілим рядом дрібних важко розраховуваних ефектів знехтувано, отримуються фізично обґрунтовані відмінні результати.

Згідно з п. 5.5.6 [10] об'єм випарювання нормується залежно від відсотку втрат. Результатом вирішення прямої задачі є три однакового розміру вектори: якщо втрати складають до 2% — температура (°С), залишок (%), відгін (%); інакше — температура (°С), залишок (%), відсоток випарювання (%). Час отримання результату має порядок секунд.

Виявилось можливим розв'язання оберненої задачі — знаходження мольної частки псевдокомпонентів конденсату за даними його фракційного складу, тобто п. 5.5 [10]. Швидкодії ЕОМ недостатньо для прямого повного перебору всіх варіантів сумішей, а метод мінімізації

знижує ймовірність знаходження глобального мінімуму при збільшенні кількості змінних аргументів. Тому для автоматичного пошуку розв'язку кількість незалежних змінних скорочено (остаточно 6–8) шляхом обмеження набору псевдокомпонентів рядом н-алканів (від пропану до триаконтану), хоча набір міг бути й іншим. Таким чином, знаходяться мольні частки псевдокомпонентів, що містять вуглеводні з подібними температурами кипіння відповідних н-алканів. Окремо постає теоретичне питання про розподіл за компонентами на основі даних розподілу за псевдокомпонентами. Практична поправка до густини суміші н-алканів φ_L обґрунтовується тим, що виражає присутність алкенів і ароматичних з урахуванням табличних даних конденсатів [6] і дає можливість безпосередньо порівнювати розраховану густину з лабораторною густиною конденсату:

$$\rho_{L_{\text{уточнений}}} = \rho_L \varphi_L; \quad (22)$$

$$\varphi_L = \begin{cases} 1, & t_{\text{кк}} < 126; \\ x_P + \sigma_N x_N + \sigma_A x_A & t_{\text{кк}} \geq 126; \end{cases} \quad (23)$$

| σ_N | σ_A |
|------------|------------|
| 1,042 | 1,24 |

$$x_P + x_N + x_A = 1; \quad (24)$$

$$x_P = t_{\text{кк}} \cdot 0,001286 - 0,161; \quad (25)$$

$$x_N = 1 - (1 + \xi) x_P; \quad (26)$$

$$x_A = \xi x_P; \quad (27)$$

$$\xi = 0,97 - 0,892 x_{C_7}. \quad (28)$$

У рівнянні 28 x_{C_7} — мольна частка у суміші компоненту C₇ (SCN7). Нижні індекси: А — ароматичні, N — алкени, P — алкани, L — рідинна фаза, кк — властивість умов кінця кипіння. Грецькими літерами позначено: ξ — мольна частка парафінових, φ — множник для густини, визначений рівнянням 23, ρ — густина, σ — коефіцієнт, визначений рівнянням 23. Випадок високої температури кінця кипіння конденсату °С апріорі виключений вихідними даними.

Умова, що накладалася як додаткове обмеження при пошуку розв'язку оберненої задачі — знаходження мольних часток псевдокомпонентів на відріжку [0;1]. Всі мольні частки далі нормувалися, їх сума у суміші завжди одиниця. Загалом задача розв'язувалася методом пошуку мінімуму квадрату відхилень кривої температура-відгін (або температура-відсоток випарювання, залежно від величини втрат) від аналогічної еталонної кривої, проведеної за допомоги акіма-сплайну крізь експериментальні точки.

| | | | | | | | | | | |
|-------------|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|------|------|------|
| Псевдокомп. | C3 | C4 | C5 | C6 | L0 | L1 | L2 | L3 | L4 | L5 |
| мол. % | 3,18 | 6,42 | 17,84 | 22,00 | 20,69 | 10,37 | 11,35 | 6,43 | 1,18 | 0,54 |

| t, °C | Відгін, % |
|-------|-----------|
| 32 | 0 |
| 55 | 5 |
| 65 | 10 |
| 78 | 20 |
| 89 | 30 |
| 101 | 40 |
| 111 | 50 |
| 124 | 60 |
| 142 | 70 |
| 174 | 80 |
| 229 | 90 |
| 270 | 95 |
| 296 | 97,5 |

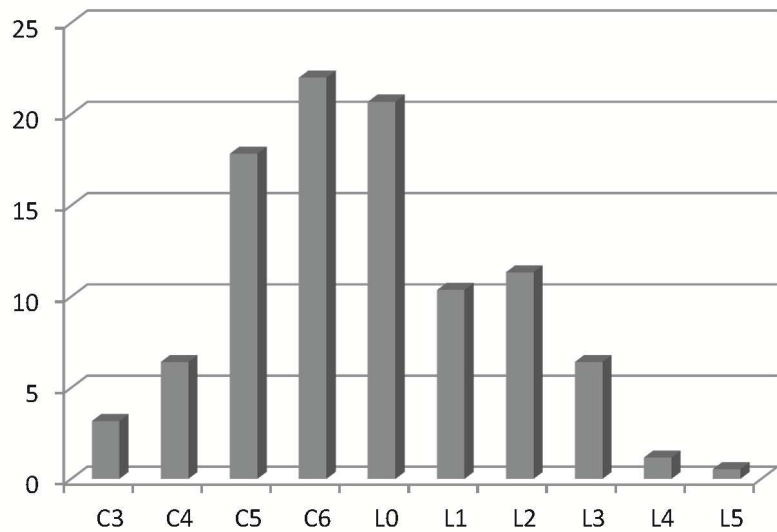


Рисунок 1 – Розподіл мол. % псевдокомпонентів для конденсату А (св. 30 Новотроїцького НГКР, 1999 р.)

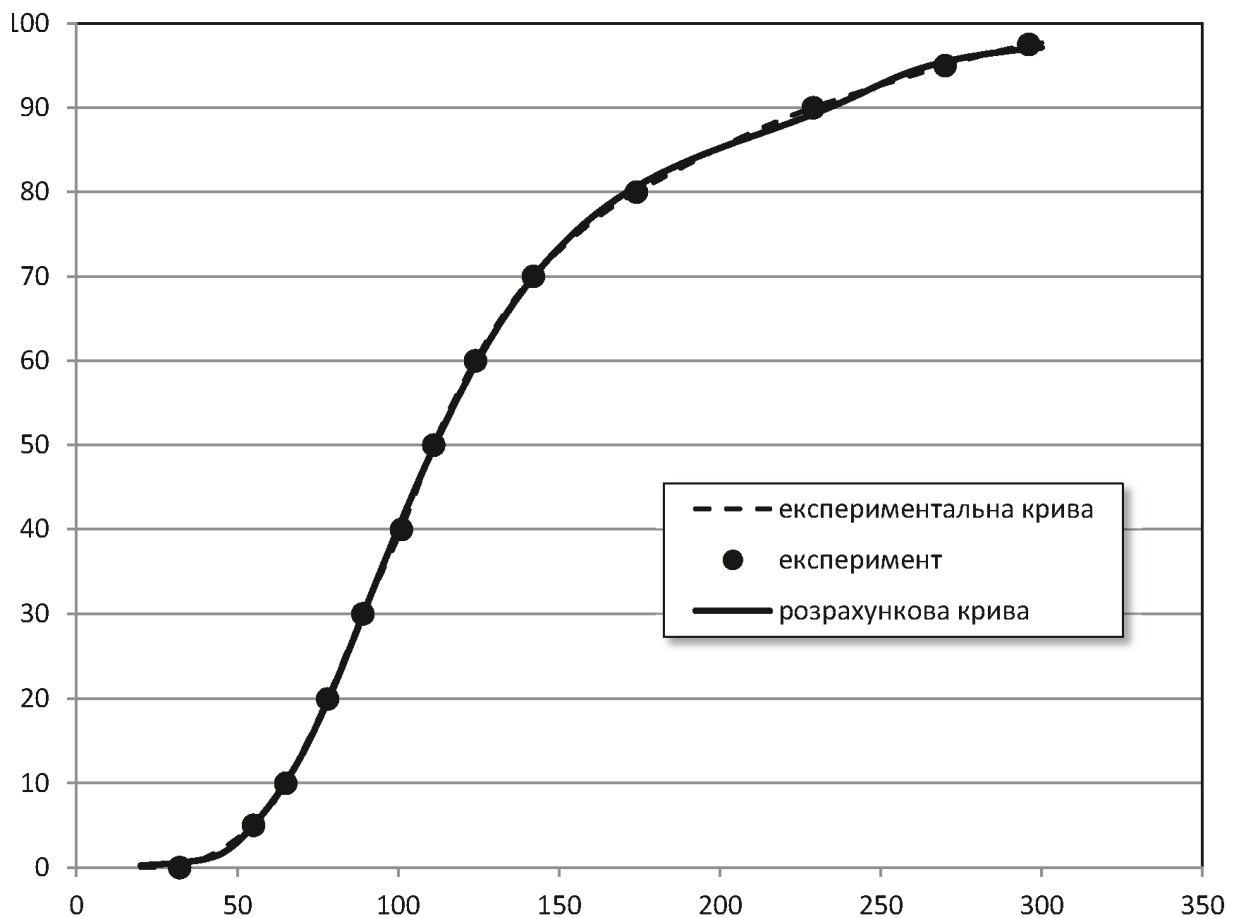


Рисунок 2 – Залежність «температура – відгін» для конденсату А (св. 30 Новотроїцького НГКР, 1999 р.)

| | | | | | | | | | | |
|-------------|------|------|-------|-------|-------|------|-------|-------|------|------|
| Псевдокомп. | C3 | C4 | C5 | C6 | L0 | L1 | L2 | L3 | L4 | L5 |
| мол.% | 3,79 | 6,39 | 14,06 | 15,75 | 13,95 | 5,92 | 13,76 | 11,18 | 7,50 | 7,71 |

| t, °C | Відгін, % |
|-------|-----------|
| 34 | 0 |
| 64 | 5 |
| 79 | 10 |
| 106 | 20 |
| 130 | 30 |
| 162 | 40 |
| 210 | 50 |
| 262 | 60 |
| 316 | 70 |
| 370 | 80 |

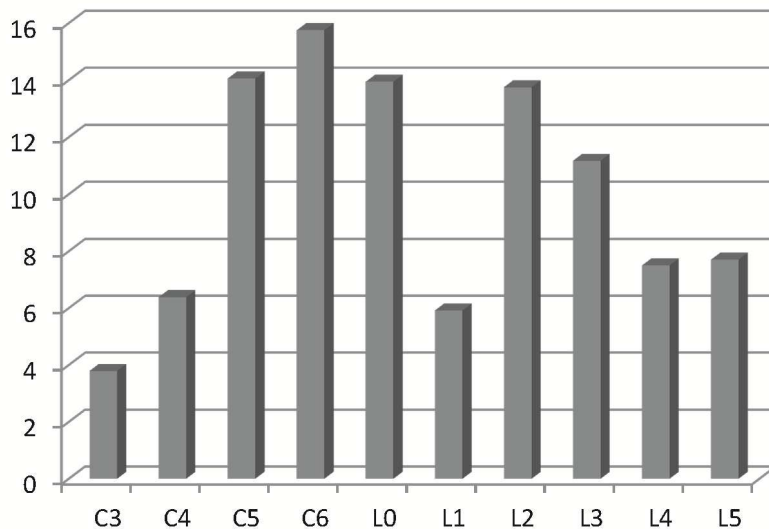


Рисунок 3 – Розподіл мол. % псевдокомпонентів для конденсату В (св. 13 Новотроїцького НГКР, 1999 р.)

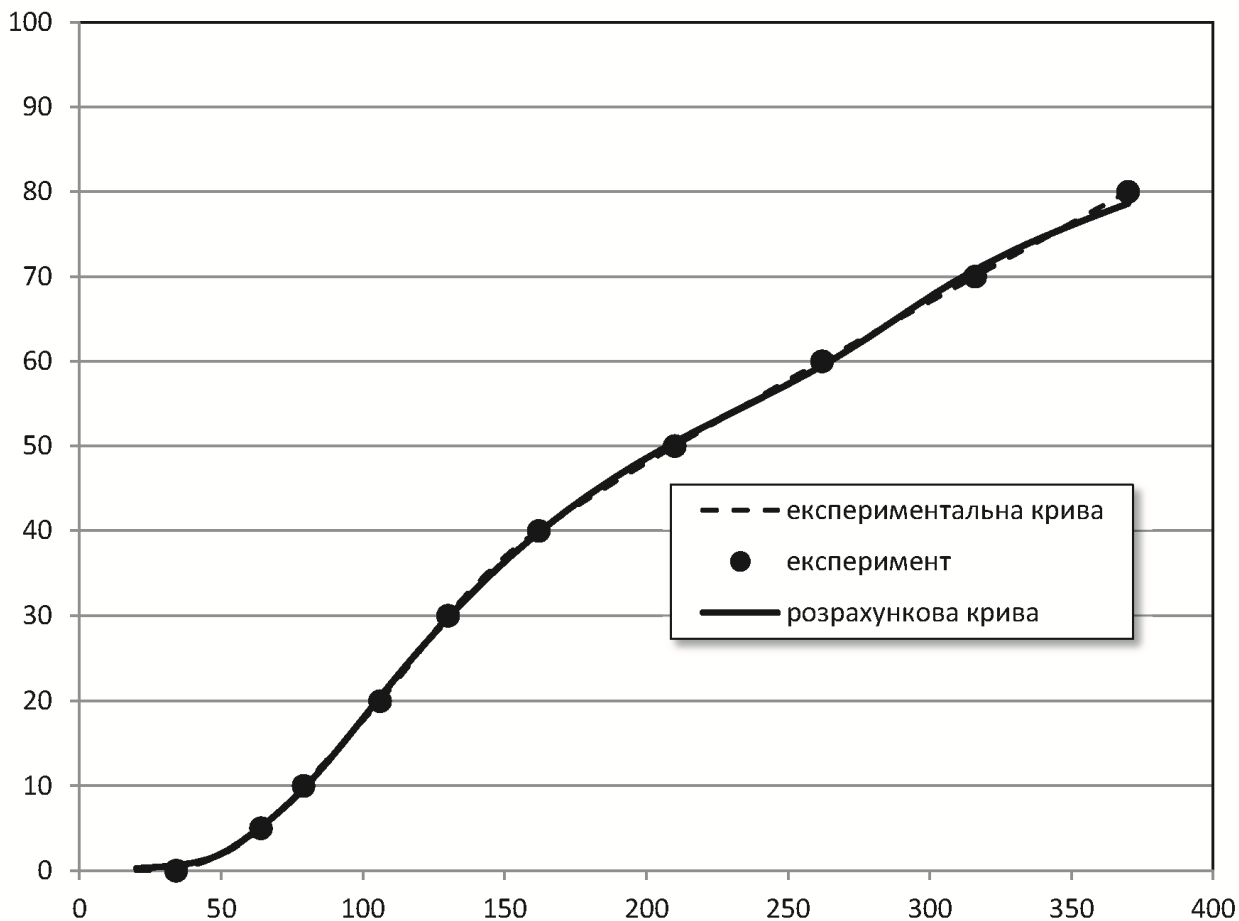


Рисунок 4 – Залежність «температура – відгін» для конденсату В (св. 13 Новотроїцького НГКР, 1999 р.)

| | | | | | | | | | | |
|-------------|------|------|-------|-------|-------|-------|------|------|------|------|
| Псевдокомп. | C3 | C4 | C5 | C6 | L0 | L1 | L2 | L3 | L4 | L5 |
| мол.% | 4,64 | 7,46 | 14,56 | 22,12 | 28,50 | 15,80 | 4,20 | 0,00 | 2,11 | 0,60 |

| t, °C | Відгін, % |
|-------|-----------|
| 32 | 0 |
| 52 | 5 |
| 60 | 10 |
| 74 | 20 |
| 83 | 30 |
| 92 | 40 |
| 100 | 50 |
| 107 | 60 |
| 114 | 70 |
| 123 | 80 |
| 162 | 90 |
| 293 | 95 |

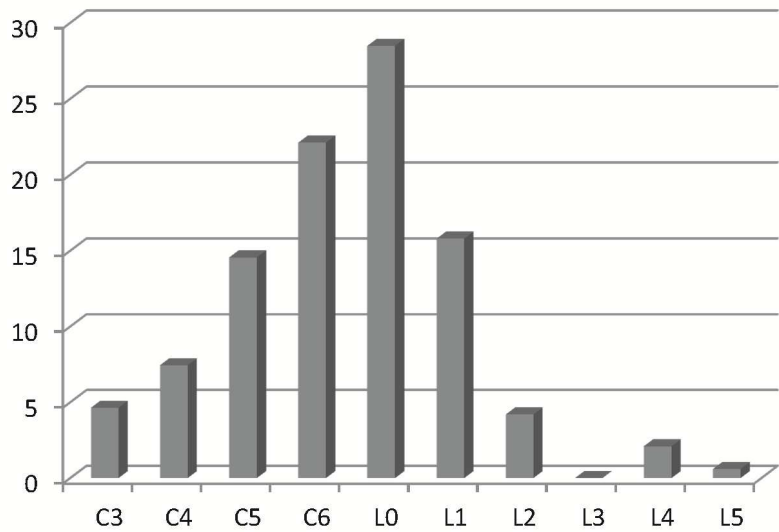


Рисунок 5 – Розподіл мол. % псевдокомпонентів для конденсату С (ТС [12], табл. II)

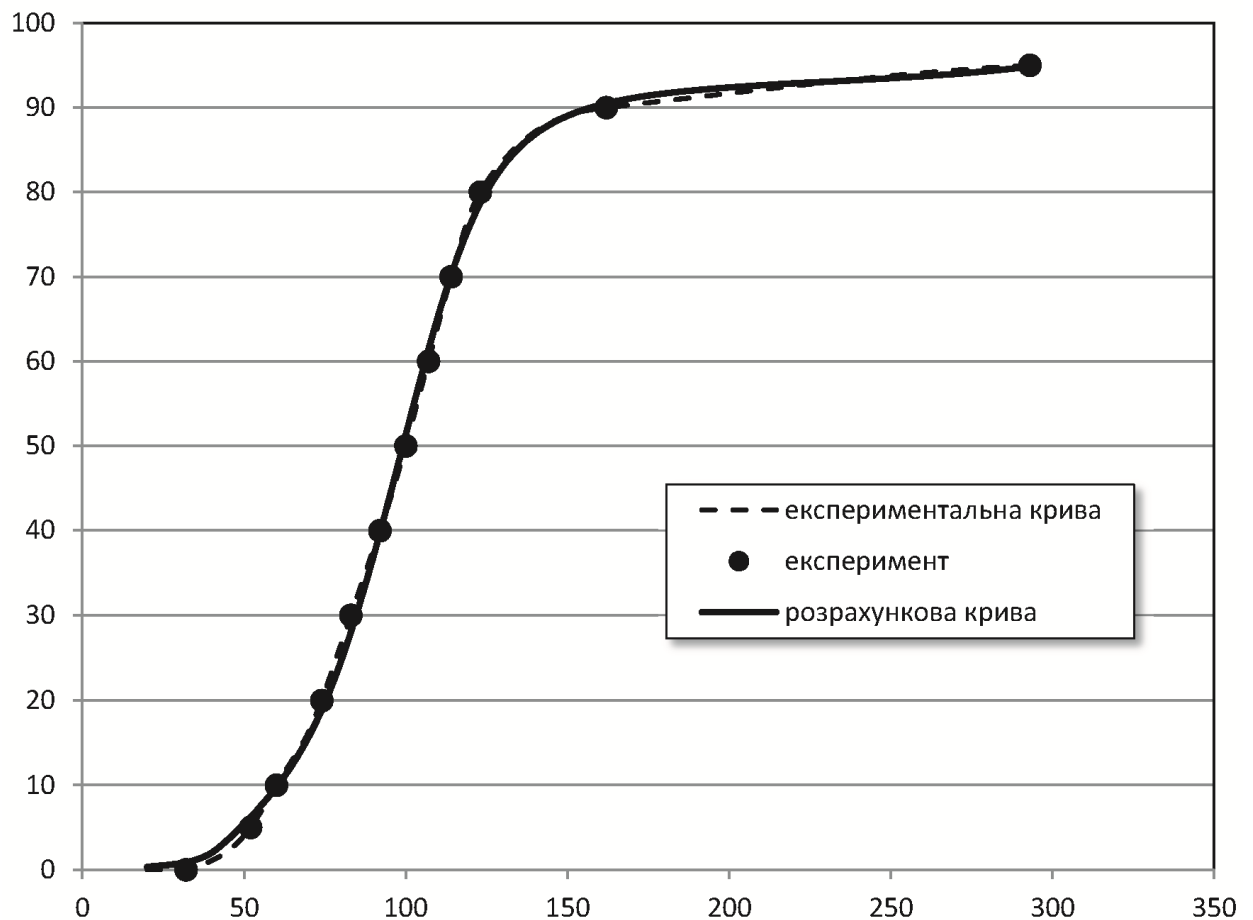


Рисунок 6 – Залежність «температура – відгін» для конденсату С (ТС [12], табл. II)

| | | | | | | | | | | |
|-------------|----|----|----|----|------|------|------|-------|-------|------|
| Псевдокомп. | C3 | C4 | C5 | C6 | L0 | L1 | L2 | L3 | L4 | L5 |
| мол. % | | | | | 8,65 | 0,02 | 0,29 | 19,64 | 65,43 | 5,98 |

| t, °C | Відгін, % |
|-------|-----------|
| 194 | 0 |
| 250 | 5 |
| 270 | 10 |
| 308 | 50 |
| 348 | 90 |
| 358 | 95 |
| 369 | 100 |

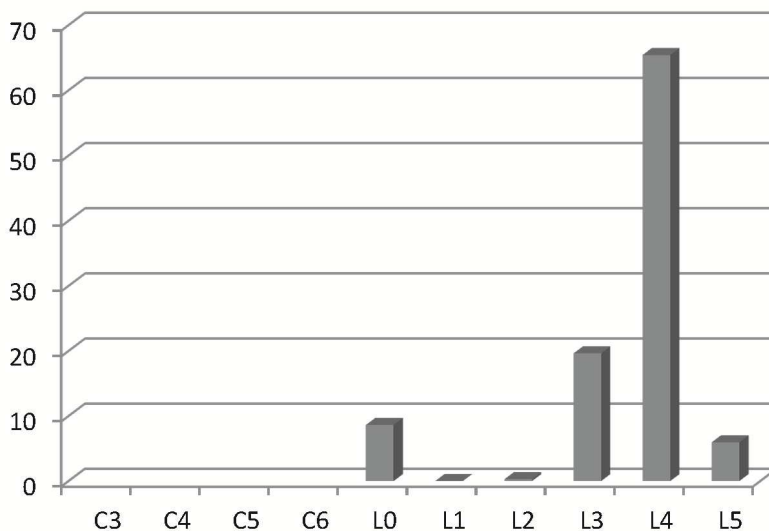


Рисунок 7 – Розподіл мол. % псевдокомпонентів для дизельної фракції (НТ-3 [12], табл. III)

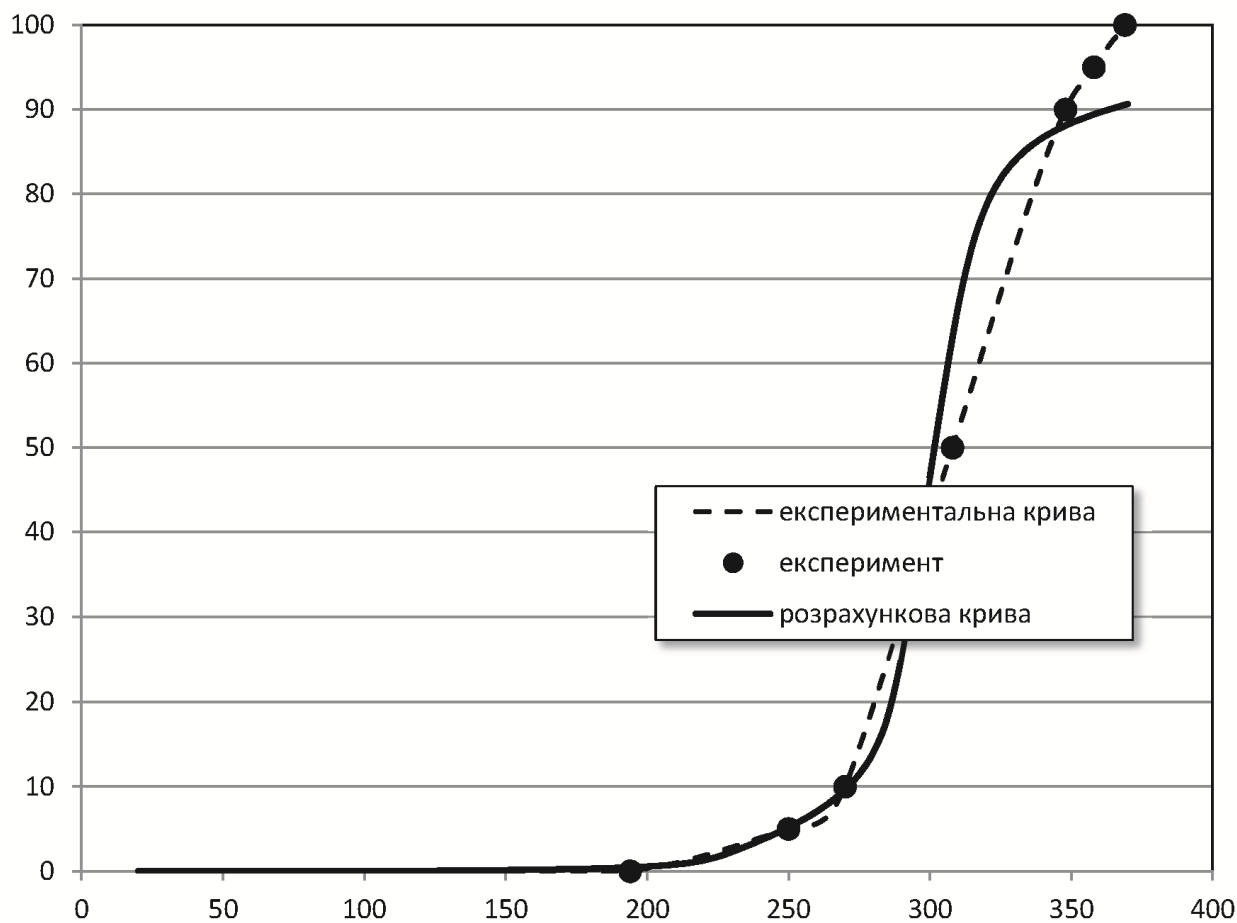


Рисунок 8 – Залежність «температура – відгін» для дизельної фракції (НТ-3 [12], табл. III)

Таблиця 1 – Експериментальні та розрахункові параметри конденсатів

| Параметр | Один. виміру | Конденсат А (рис. 1) | Конденсат В (рис. 2) | Конденсат С (рис. 3) | Фракція НТ-3 (рис. 4) |
|-----------------------------------|-------------------|----------------------|----------------------|----------------------|-----------------------|
| Експериментальна молекулярна маса | г/моль | 103 | 138 | - | - |
| Розрахункова молекулярна маса | г/моль | 101 | 139 | 96 | 223,4 |
| Експериментальна густина | кг/м ³ | 728 | 785 | 720 | 858 |
| Розрахункова густина | кг/м ³ | 732 | 788 | 721 | 845 |

Порівняння з експериментом

Розрахунки виявили доцільність фізично змістовного початкового розподілу мольних часток псевдокомпонентів, такий розподіл встановлювався з еталонної кривої фракційного складу для кожного конденсату окремо. Для тестування методу виконані розрахунки для трьох конденсатів (А, В, С) і фракції дизельного палива, а результати порівнянні з відповідними експериментальними кривими наведені на графіках 1-4. Псевдокомпоненти L0, L1, L2, L3, L4, L5 мають подібність до C₇, C₈, C₉, C₁₃, C₁₇, C₃₀ щодо температур кипіння (близько 100, 125, 150, 235, 300, 446 °С). Якщо порівняти експериментальні параметри з розрахованими новим методом (за частками псевдокомпонентів) для конденсатів і дизельної фракції НТ-3 [12] (див. таблицю 1), то для конденсатів похибки цілком прийнятні: густина — до 0,5%, молекулярна маса — до 2%.

Висновки

Шляхом застосування рівняння стану газу Пенга-Робінсона, яке використано для розрахунків фазової рівноваги сумішей, отримано новий варіант розрахунку мольних часток псевдокомпонентів у конденсатах природних газів за стандартних умов. Результати можуть бути використані для точного моделювання газоконденсатних систем.

Для типових конденсатів розрахунки за мольними частками псевдокомпонентів молекулярної маси та густини дають прийнятну точність.

Хоча кубічні рівняння стану мають власні успадковані обмеження, а використане — не виняток, виправдання цього нового варіанту розрахунку мольних часток полягає у компромісі його простоти і точності.

Література

- 1 Peng, D. Y. & Robinson D. B. A New Two-Constant Equation of State / Ind. & Eng. Chem. Fund., 1976 / 15(1) — pp. 59-64.
- 2 Antonin Chapoy. Phase behavior in water/hydrocarbon mixtures involved in gas production systems /These pour obtenir le grade de Docteur de l'Ecole des Mines de Paris Spécialité "Génie des Procédés", 2004.

- 3 IngolfSøreide. Improved phase behavior predictions of petroleum reservoir fluids from a cubic equation of state. A Dissertation for the Fulfillment of Requirements for the Degree of DoktorIngeniør / The Norwegian Institute of Technology Department of Petroleum Technology and Applied Geophysics, 1989 — second printing, 1994.

- 4 Брусилковский А. И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа [Текст]. — М.: Изд. Дом «Грааль», 2002 — 578 с.

- 5 Акберов Р. Р. Особенности расчёта фазового равновесия пар-жидкость многокомпонентных систем при использовании уравнения Соава-Редлиха-Квонга [Текст] // Теоретические основы химической технологии. — 2011. — Т. 45. — № 3. — С. 329-335.

- 6 Конденсаты газовые. Технологическая классификация [Текст] : ОСТ 51.58-79. — [Срок введения с 1 января 1980 г.].

- 7 Whitson, C. H. Characterizing Hydrocarbon Plus Fractions / Paper EUR 183 presented at the European Offshore Petroleum Conference and Exhibition in London, 1980 / pp. 21-24.

- 8 Hosein, R., &Dawe, R. A. TBP and Chromatographic Data for Gas Condensates Characterization / J. of Petrol. Sci. and Eng., 2011 / 75(3-4) — pp. 283-288.

- 9 Hosein, R., Dawe, R. A.,Mahmood A. Peng-Robinson Equation of State Predictions for Gas Condensate Before and After Lumping /Advances in Petroleum Exploration and Development, 2011 / 2(2) — pp. 41-46.

- 10 Нефтепродукты. Методы определения фракционного состава [Текст] : (ISO 3405-88) :ГОСТ 2177-99. — [Взамен ГОСТ 2177-82]. — Минск : Межгосударственный совет по стандартизации, метрологии и сертификации, 2003.

- 11 Методы расчёта теплофизических свойств газов и жидкостей [Текст] / ВНИПИ-Нефть, Термодинамический Центр В/О «Нефтехим». — М.: Химия, 1974. — 248 с.

- 12 Stratiev D., Tzingov T., Shishkova I. Evaluation of feasible ways for refinery naphtha streams processing /44th International Petroleum Conference, Bratislava, 2009.

Стаття надійшла до редакційної колегії
07.09.12

Рекомендована до друку професором
Кондратом Р.М.

ВПЛИВ ЕКСПЛУАТАЦІЙНИХ ЧИННИКІВ НА КОРОЗІЙНО-ВТОМНЕ РУЙНУВАННЯ СТАЛЕЙ МАГІСТРАЛЬНИХ НАФТОГАЗОПРОВОДІВ

Ю.Д. Петрина, Д.Ю. Петрина, О.Л. Козак

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 43024,
e-mail: mtf@nimg.edu.ua

Оцінювання експлуатаційної надійності нафтогазопроводів є особливо актуальним завданням для України, оскільки більшість з них відпрацювали великі терміни. Непрогнозоване руйнування таких конструкцій призводить до значних економічних втрат і тяжких економічних наслідків. Для відвернення непередбаченого руйнування важливе значення має коректність методів прогнозування циклічної тріщиностійкості трубопроводів. Тому слід врахувати, що магістральні нафтогазопроводи експлуатуються при різних видах напруженого стану, на них діють змінні навантаження різних режимів, інтенсивності, частоти й асиметрії циклу тощо. Дослідження впливу таких умов експлуатації на характеристики опору втомного руйнування стають необхідними й актуальними для визначення залишкового ресурсу об'єктів тривалої експлуатації. Тому в даній роботі вивчено вплив асиметрії та частоти циклу, форми циклу навантаження, температури та товщини зразків на закономірності втомного руйнування сталей 17ГГС та 10ГС, з яких, в основному, виготовляють труби для газопроводів.

Досліджено спільний вплив попереднього пластичного деформування (ППД) і наводнювання на тріщиностійкість за статичних і циклічних навантажень трубопроводної сталі 17ГГС. За відсутності наводнювання у випадку ППД сталі спостерігається незначне зниження її короточасної тріщиностійкості і підвищення опору росту втомної тріщини у припороговій ділянці. Наводнення матеріалу різко зменшує короточасну тріщиностійкість сталі та інтенсифікує ріст втомних тріщин в середньоамплітудній ділянці низькочастотного навантаження. В результаті сумісної дії ППД і наводнення максимально знижується статична та циклічна тріщиностійкість сталі. З урахуванням цих чинників міцність трубопроводів за наявності в них тріщиноподібних дефектів може зменшитись у декілька разів, а довговічність на стадії стабільного підростання втомної тріщини – на порядок.

Ключові слова: асиметрія циклу, частота втомного навантаження, форма циклу навантаження, наводнювання, попередня пластична деформація, втомна тріщина, статична і циклічна тріщиностійкість.

Оценка эксплуатационной надежности нефтегазопроводов - сверхактуальное задание для Украины, поскольку большинство из них отработали большие сроки. Непрогнозируемые разрушения таких конструкций приводит к значительным экономическим потерям и тяжелым экономическим последствиям. Для предотвращения непредвиденного разрушения важное значение имеет корректность методов прогнозирования циклической трещиностойкости трубопроводов. Поэтому следует учесть, что магистральные нефтегазопроводы эксплуатируются при разных видах напряженного состояния, на них действуют переменные нагрузки разных режимов, интенсивности, частоты и асимметрии цикла и тому подобное. Исследования влияния таких условий эксплуатации на характеристики сопротивления усталостного разрушения необходимы и актуальны при определении остаточного ресурса объектов длительной эксплуатации. Поэтому в данной работе изучено влияние асимметрии и частоты цикла, формы цикла нагрузки, температуры и толщины образцов на закономерности усталостного разрушения сталей 17ГГС и 10ГС, из которых, в основном, изготавливают трубы для газопроводов.

Исследовано общее влияние предварительного пластического деформирования (ППД) и наводораживания на трещиностойкость при статических и циклических нагрузках трубной стали 17ГГС. При отсутствии наводораживания, ППД стали незначительно снижает ее кратковременную трещиностойкость и повышает сопротивление роста усталостной трещины в припороговом участке. Наводораживание материала резко уменьшает кратковременную трещиностойкость стали и интенсифицирует рост усталостных трещин на среднеамплитудном участке при низкочастотной нагрузке. В результате совместного действия ППД и наводораживания максимально снижается статическая и циклическая трещиностойкость стали. С учетом этих факторов прочность трубопроводов, в случае присутствия в них трещиноподобных дефектов, может уменьшиться в несколько раз, а долговечность на стадии стабильного подрастания усталостной трещины - на порядок.

Ключевые слова: асимметрия цикла, частота усталостной нагрузки, форма цикла нагрузки, наводораживание, предварительная пластическая деформация, усталостная трещина, статическая и циклическая трещиностойкость.

Evaluation of oil and gas pipelines operational reliability is especially actual for Ukraine as the majority of them was fulfilled by the big terms. Not predicted destructions of such designs leads to considerable economic losses and heavy economic consequences. For derivation of unforeseen destruction the great value has a correctness of metals of forecasting cyclic crack growth resistant pipelines. Therefore it is necessary to consider, that the main oil and gas pipelines are maintained at different kinds of intense pressure, upon them variable loadings of different modes, intensity, frequency and asymmetry of a cycle and so forth operate. Research of influence of such conditions of operation on characteristics of resistance of a fatigue residual resource of objects of long operation. Therefore in the given work influence as asymmetries and frequencies of a cycle, the form of a cycle of loading, temperature and thickness of samples on fatigue failure of a steels 17ГГС and 10 ГС from which, basically, produce of gas pipelines pipes is studied.

The general influence of the previous plastic deformation (PPD) and flooding on crack growth resistant at static and cyclic loadings of a pipeline steel 17Г1С is investigated. In the absence of flooding, previous plastic deformation of metal not considerably reduces its premature crack growth resistant and raises resistance of growth of a fatigue crack in nрunopозовом a site. Material flooding sharply reduces short-term crack growth resistant steels and intensifies growth of fatigue cracks in middle a site of low-frequency loading. The maximum fall static and cyclic crack growth resistant steels test as a result of strong influence PPD and flooding. Taking into account this factor of firmness of pipelines if to admit in them crack defects, the durability can decrease for stages stable growth a fatigue crack - ten times.

Keywords: asymmetry of a cycle, frequency of fatigue loading, the form of a cycle of loading, flooding, the previous plastic deformation, a fatigue crack, static and cyclic crack growth resistant.

Проблема оцінки надійності магістральних нафтогазопроводів (МНГП) загострилась останнім часом у зв'язку з тривалою експлуатацією основних її мереж [1]. Втрата МНГП працездатності зумовлена, в основному, кородуванням зовнішньої поверхні через порушення її проти-корозійного захисту [1, 2], або внутрішньої поверхні, що пов'язано з транспортуванням високоагресивних середовищ нафто- [3, 4] і газопроводами [5, 6]. Специфіка роботи цих тривало експлуатованих об'єктів зумовлена сумісною дією експлуатаційних напружень і корозійного середовища (грунтової води, підтоварної води чи газового конденсату для нафто- і газопроводів відповідно). Останніми дослідженнями встановлено, що руйнування трубопроводів в процесі експлуатації пов'язано з циклічними навантаженнями металу труби [7-10]. Воно дуже чутливе до концентраторів напружень, тому сприяє утворенню мікротріщин біля корозійних виразок, які в подальшому переростають в макротріщину, що поширюється в тіло труби.

Однак характер росту тріщини залежить від багатьох експлуатаційних чинників [11]. Так, асиметрія циклу і частота навантаження – одні з основних показників умов експлуатації трубопроводів, що впливають на кінетику субкритичного росту втомних тріщин в конструкційних матеріалах. Такий вплив мають також різні форми циклів навантаження, температура випробування, робоче середовище. В свою чергу, характер та інтенсивність впливу середовища визначаються як системою "матеріал-середовище", так і умовами циклічного навантаження – величиною коефіцієнта інтенсивності напружень (КІН), асиметрією, частотою і формою цикле навантаження, температурою випробувань тощо.

Перелічені вище проблеми на теперішній час вивчені ще недостатньо. Деякі висновки зроблені тільки за вибірковими значеннями, наприклад, асиметрії циклу чи частоти навантаження. Спільний вплив середовища та температури випробувань на циклічну тріщиностійкість трубних сталей взагалі не вивчався.

Метою даної роботи є вивчення впливу експлуатаційних чинників на корозійно-втомне руйнування сталей магістральних нафтогазопроводів.

Дослідження проводили на вітчизняній сталі 17Г1С ($\sigma_b = 510$ МПа, $\sigma_{0,2} = 363$ МПа, $\delta = 20\%$) магістральних газопроводів і сталі типу 10ГС ($\sigma_b = 445$ МПа, $\sigma_{0,2} = 270$ МПа, $\delta = 22\%$) труб імпортного виробництва магістральних

нафтопроводів. Зразки вирізали із труб запасу. Корозійними середовищами слугували модельний розчин водного конденсату (МРВК), який за своїм складом відповідає конденсату всередині труби газопроводу та підтоварна вода. Останню готували збовтуванням рівних об'ємів води та нафти з Надвірнянського нафтопереробного заводу з наступним відстоюванням і відокремленням води.

Для вивчення впливу асиметрії циклу на характер поширення втомних тріщин будували кінетичні діаграми втомного руйнування (КДВР) за частоти навантаження $f = 0,3$ Гц.

Вплив середнього напруження в циклі на кінетику росту втомної тріщини має складний, деколи суперечливий, характер. Водночас існують певні універсальні тенденції.

З рис. 1 видно, що збільшення позитивної асиметрії циклу в межах $R = 0,1 \dots 0,7$ значно підвищує швидкість росту втомної тріщини (ШРВТ) на припороговій і третій ділянках КДВР. З ростом R суттєво знижуються як порогові значення ΔK_{th} , так і критичні ΔK_{fc} . Виявлена також тенденція до стабілізації кінетики на другій ділянці КДВР. Ця ділянка, незалежно від асиметрії, описується єдиною лінією, що свідчить про постійність коефіцієнтів C і n рівняння Періса.

Під час ступеневого переходу випробувань від $R = 0,1$ до $0,3$ і $0,7$ зниження ΔK_{th} для сталі 17Г1С становили 14,7% і 31%, а для сталі 10ГС відповідно 12,5% і 28,2%. Можна припустити, що сталь 17Г1С більш чутлива до впливу асиметрії циклу на циклічну тріщиностійкість (ЦТ), ніж сталь 10ГС. Однак відзначимо, що ця різниця не є суттєвою.

Важливим чинником, що контролює вплив асиметрії циклу на ЦТ, є робоче середовище. Як і під час випробування на повітрі, зростання асиметрії циклу обумовлює зниження параметра ΔK_{th} в корозійному середовищі (рис. 1). Щодо характеристики ΔK_{fc} , то вона мало залежала від впливу робочого середовища. У випадку випробування за умов, коли $R = 0,3$, спад величини ΔK_{th} у середовищі для сталі 17Г1С становив 13,8%, а для сталі 10ГС – 15,4%. Зростання коефіцієнту асиметрії до 0,7 призвело до того, що ці спади становили відповідно 12,5% і 13,8%. З наведених даних видно, що сталь 10ГС більш чутлива до дії середовища. Однак з порівняння механічних характеристик сталей 17Г1С і 10ГС слід було чекати зворотнього ефекту, оскільки пластичніші сталі загалом менш чутливі до дії середовища. Очевидно, що в цьому випадку вирішальну роль відіграла агресивність робочо-

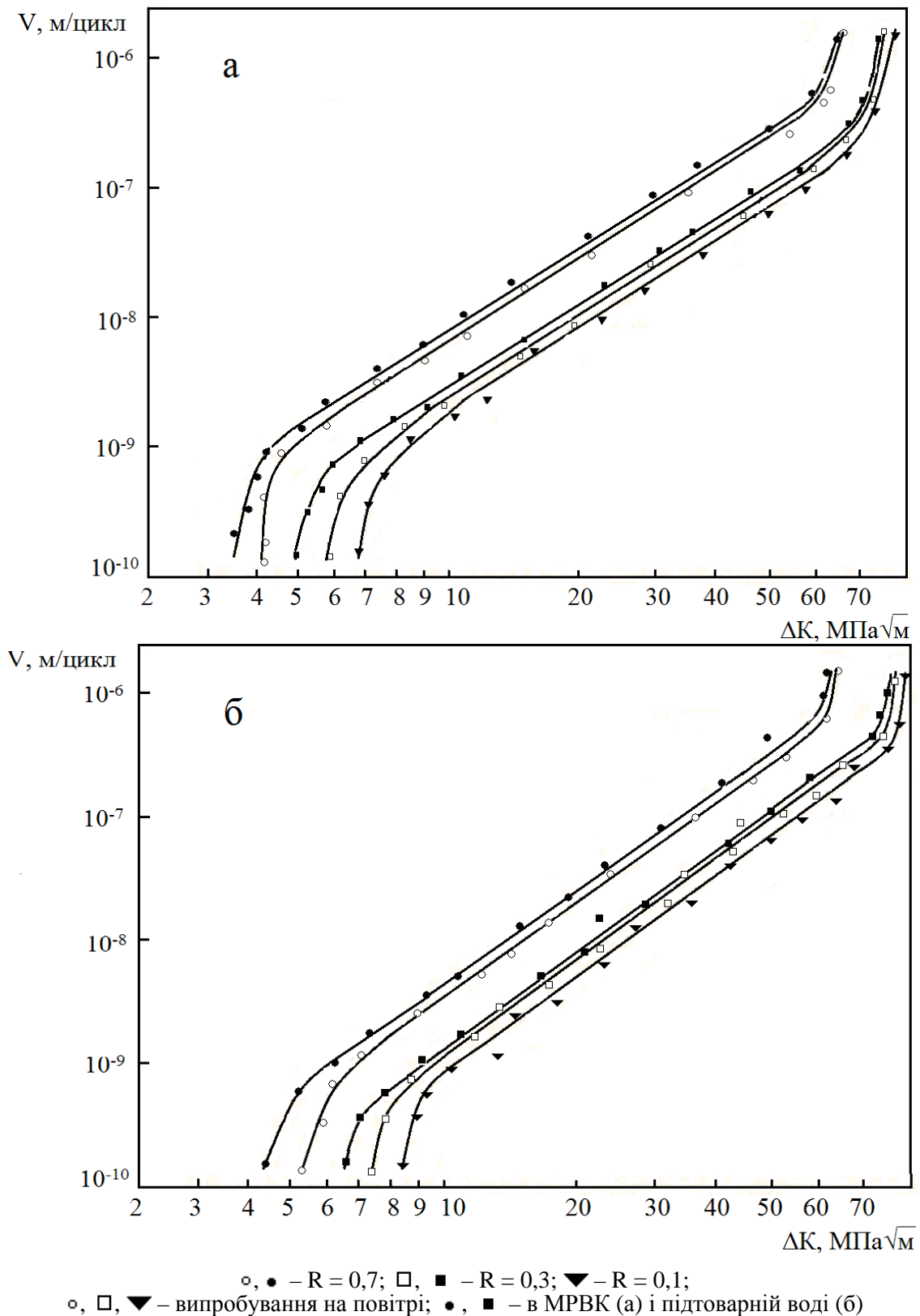
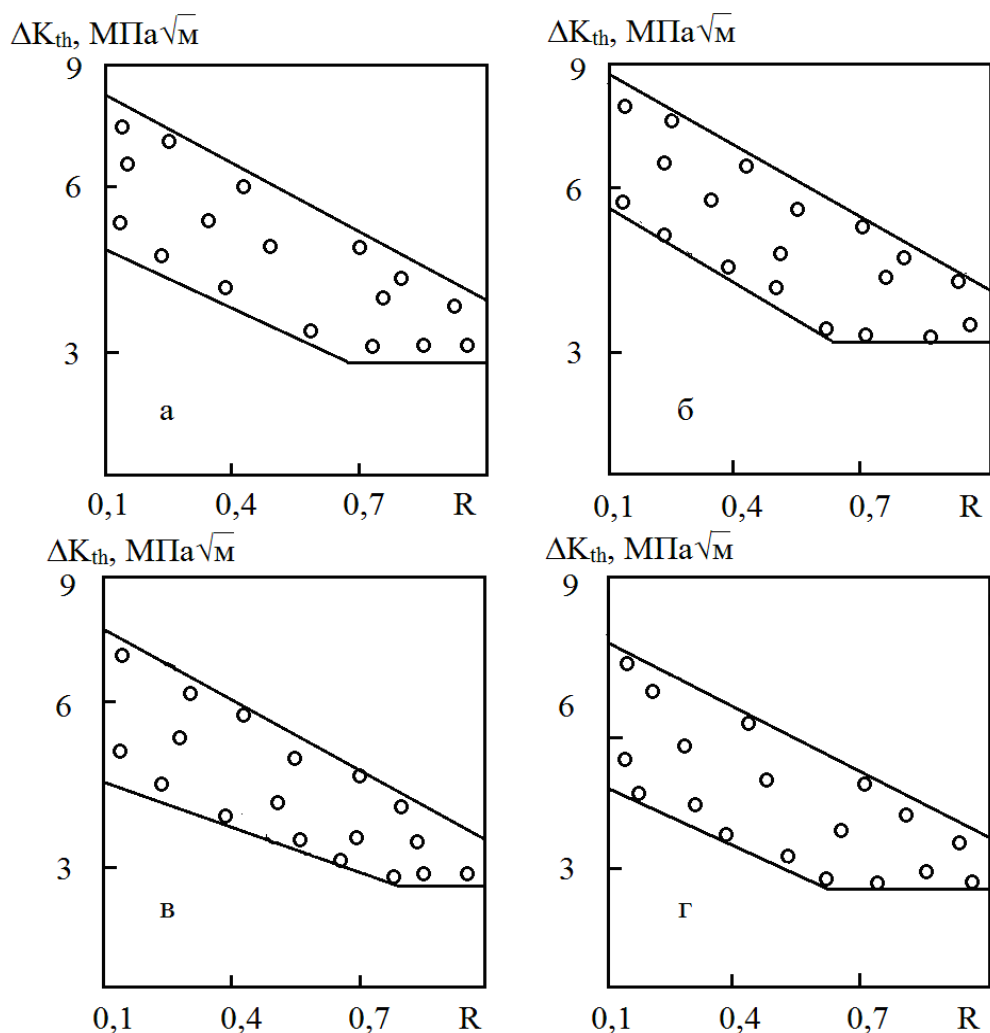


Рисунок 1 – Вплив асиметрії циклу напружень на характер КДВР сталі 17Г1С (а) і 10ГС (б)

го середовища: вона була вищою для підтоварної води, ніж для МРВК.

Монотонне зниження ΔK_{th} у зв'язку з ростом асиметрії циклу спостерігається до певної величини параметра R, потім значення порогів втоми стабілізуються на найнижчому рівні.

Зменшення коефіцієнта асиметрії поряд з ростом ΔK_{th} збільшує зону розкиду експериментальних даних (рис. 2). З рис. 2 видно, що стабілізація порогів втоми відбувається за $R \approx 0,7$ для сталі 17Г1С і $R \approx 0,6$ для сталі 10ГС.



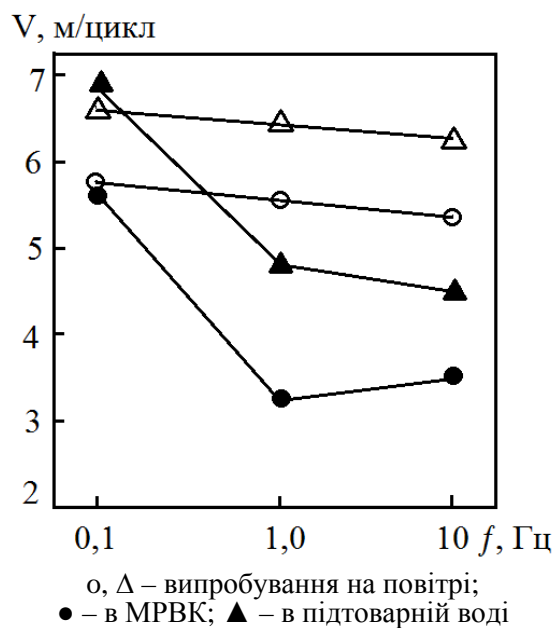
а, в – сталь 17Г1С; б, г – сталь 10ГС;
а, б – випробування на повітрі; в – у МКВР; г – у підтоварній воді

Рисунок 2 – Залежності порогових значень ΔK_{th} від асиметрії циклу

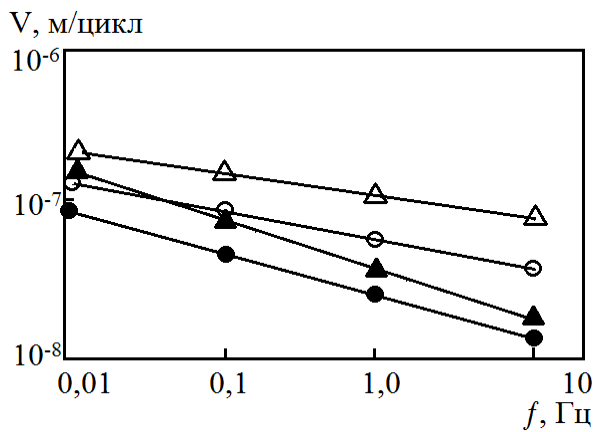
Одним з основних чинників, які характеризують умови експлуатації МНГП, є частота циклічного навантаження. Найбільше частота випробувань впливає на ЦТ сталей на припороговій ділянці КДВР. На повітрі частота навантаження здебільшого не впливає на кінетику руйнування сталей, проте корозійні середовища суттєво її змінюють. Частотна залежність порогових КІН в корозійному середовищі має немонотонний характер з мінімумом порогового розмаху ΔK_{thc} за частоти 1 Гц (рис. 3). При цьому значення ΔK_{thc} на ділянці низькочастотного навантаження за $f = 0,1$ Гц перевищує таке, що отримали у випадку $f = 10$ Гц.

У випадку поширення втомної тріщини із швидкостями, що відповідають середньоамплітудній ділянці КДВР, частотні ефекти виражені значно слабше. Збільшення частоти навантаження дещо знижує ШРВТ (рис. 4).

Випробування трубних сталей 17Г1С і 10ГС на повітрі показали, що підвищення на два порядки частоти навантажень знижує ШРВТ на другій ділянці КДВР в 2-3 рази, що не перевищує розміру смуги розкиду, характерного для втомних випробувань.



о, Δ – випробування на повітрі;
● – в МРВК; ▲ – в підтоварній воді
Рисунок 3 – Вплив частоти навантаження на рівень припорогових КІН сталей 17Г1С (о, ●) і 10ГС (Δ, ▲)



○, Δ – випробування на повітрі;
● – в МРВК; ▲ – в підтоварній воді

Рисунок 4 – Вплив частоти навантаження на ШРВТ в сталях 17Г1С (○, ●) і 10Г1С (Δ, ▲)

За випробувань у робочих середовищах ШРВТ трубних сталей більш чутлива до зміни частоти навантаження. Це впливає із зростання кута нахилу залежності $V = f(f)$. Співвідношення між даними параметрами можна визначити й аналітичним шляхом за формулою

$$d\ell/dN = k \cdot f + A,$$

де k і A – постійні для системи „матеріал – середовище”, які визначаються експериментально.

Залежність ШРВТ від частоти навантаження на третій ділянці КДВР не визначали через методичні труднощі проведення експерименту. За один цикл відбувається значний приріст тріщини, що не дозволяє провести випробування в широкому діапазоні частот навантаження.

Вивчали вплив форм циклів навантаження на ЦТ трубної сталі 17Г1С. Дослідження, проведені в припороговій ділянці, не виявили ніяких змін величин ΔK_{th} за різних форм циклів навантаження. Такі ж випробування, проведені в середньоамплітудній ділянці КДВР за частоти навантаження 0,3 Гц, також показали, що ШРВТ не залежить від форми циклу навантаження (рис. 5).

Наші висновки узгоджуються з даними роботи [12], в якій вказано, що вплив форми циклу навантаження на кінетику росту втомної тріщини можливий за температур вище 820 К і пов'язаний взаємозв'язками форми циклу з процесами повзучості під час циклічного навантаження.

Вплив температури випробувань на ЦТ металів визначається дією температурного чинника на пластичну деформацію у вершині тріщини. Адаже підвищення температури випробувань полегшує пластичну деформацію, що впливає на ріст втомної тріщини. Температурні залежності росту втомної тріщини мають певні особливості за низьких і підвищених температур. Неврахування цього призвело до того, що перші дані про температурні зміни ШРВТ були суперечливі [13-16]. В наступних дослідженнях показано [17], що такі неоднозначні трактування

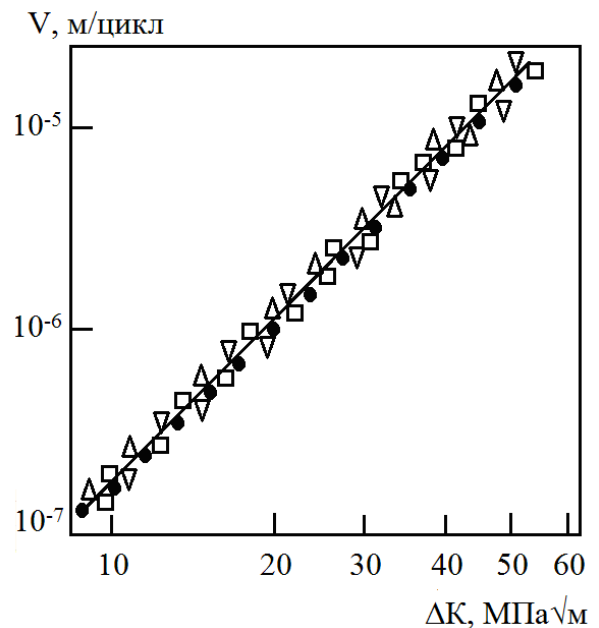


Рисунок 5 – КДВР сталі 17Г1С при навантаженні з $f = 0,3$ Гц з різною формою циклу навантажень

результатів експериментів пов'язані з неврахуванням впливу на ШРВТ структури матеріалу, амплітуди навантаження тощо, а загальні висновки робились часто на основі випробувань у певному невеликому діапазоні температур.

Враховуючи вищесказане, звертаємо увагу на те, що наші випробування були проведені в діапазоні температур 233...353 К, який відповідає експлуатаційним умовам МНГП.

Характер впливу температури випробувань на кінетику росту втомної тріщини сталі 17Г1С наглядно ілюструється залежністю ШРВТ від температури за різних фіксованих значень розмаху КІН (рис. 6).

З підвищенням температури випробувань ШРВТ монотонно зростає. З рис. 6 видно, що ШРВТ за температури 233 К залишається завжди меншою, ніж за температури 353 К в межах одного КІН. Ця різниця в швидкості з ростом рівня розмаху КІН весь час зменшується і за високих ШРВТ ($V \geq 10^6$ м/цикл) практично зникає (рис. 7).

З рис. 6 видно, що випробування у середовищі МРВК з підвищенням температури інтенсифікує зростання ШРВТ сталі 17Г1С. Це пов'язано, на наш погляд, з посиленням дифузійних процесів у високонапруженій зоні вершини тріщини за підвищених температур.

Згідно основних положень механіки руйнування [18] товщина зразків визначає напружено-деформований стан матеріалу у вершині тріщини. Оскільки в МНГП використовуються труби різної товщини, то важливим є питання про її вплив на ЦТ металу труби.

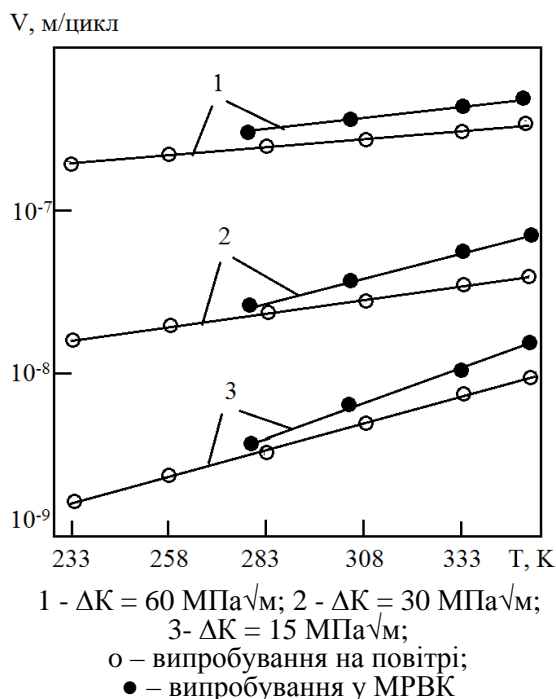


Рисунок 6 – Температурні залежності ШРВТ в сталі 17Г1С за фіксованих рівнів розмаху КІН

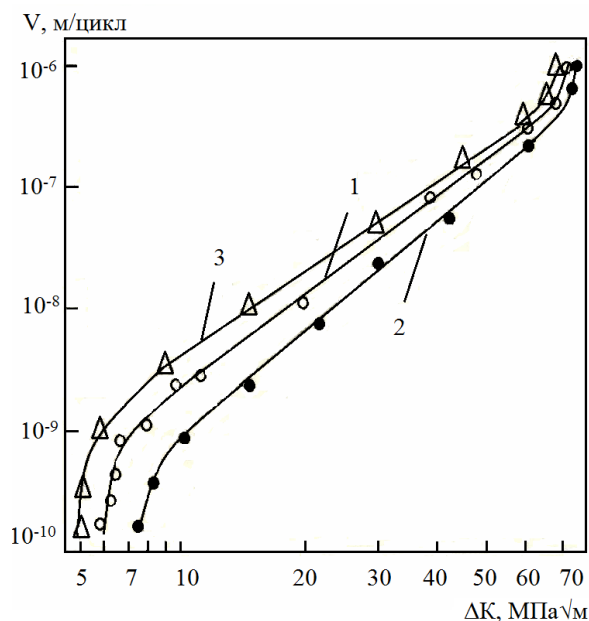
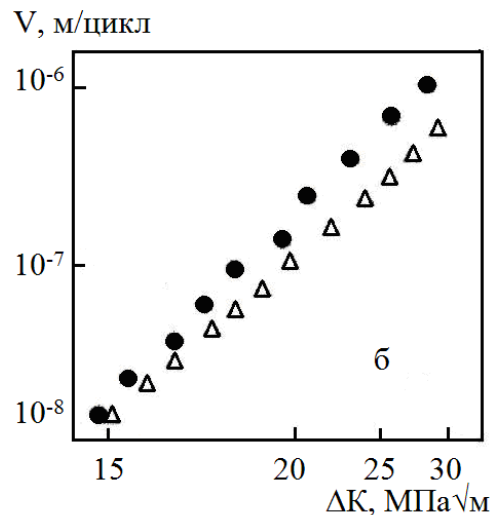
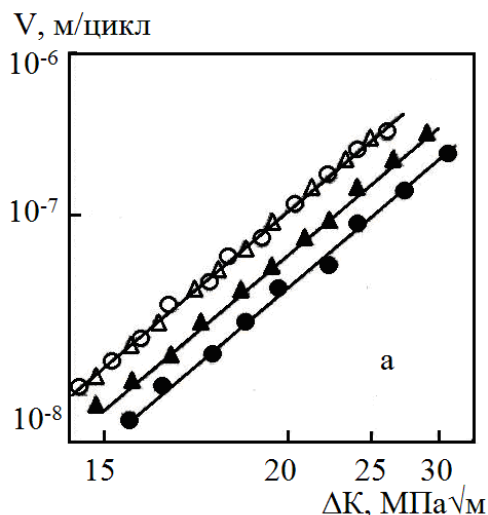


Рисунок 7 – КДВР сталі 17Г1С за температур 293 К (1), 233 К (2) і 353 К (3)



Товщина зразків: ● – 2 мм; ▲ – 5 мм; o – 12 мм; Δ - 14 мм

Рисунок 8 – Вплив товщини зразків на ШРВТ в сталі 17Г1С за навантаження чотириточковим згином (а) і розтягом зразків з одностороннім надрізом (б)

Дані щодо впливу товщини зразків на ріст втомних тріщин досить суперечливі. Автори [19, 20] вказують на підвищення ШРВТ із збільшенням товщини зразків, [21, 22] – зменшення ШРВТ, а [23] вважають ШРВТ незалежною від товщини зразків. Такі міркування, очевидно, обумовлені широким спектром досліджуваних товщин матеріалів і рівнів їх міцності. Важливу роль тут відіграють також відмінності в умовах випробувань зразків.

Вивчали вплив товщини зразків на ріст втомних тріщин в трубних сталях 17Г1С. Механічні випробування проводили за двома схемами: 1) чотириточковий згин зразків і 2) розтяг зразків з одностороннім надрізом.

На рис. 8а наведені результати досліджень, отримані за навантаження чотириточковим згинном. Зразки товщиною 2 мм мали найнижчу ШРВТ. З ростом товщини зразків ШРВТ помітно підвищується. Однак цей ефект спостерігається до тих пір, поки товщина зразків не перевищуватиме 12 мм. Подальше збільшення товщини сталей майже не змінює ШРВТ.

У ході випробування зразків за другою схемою (розтяг зразків з одностороннім надрізом) результати досліджень є протилежними: в тонких зразках (товщиною 2 мм) ШРВТ була вищою, ніж в товстих (14 мм). До того ж відзначимо, що ШРВТ в товстих зразках (14 мм),

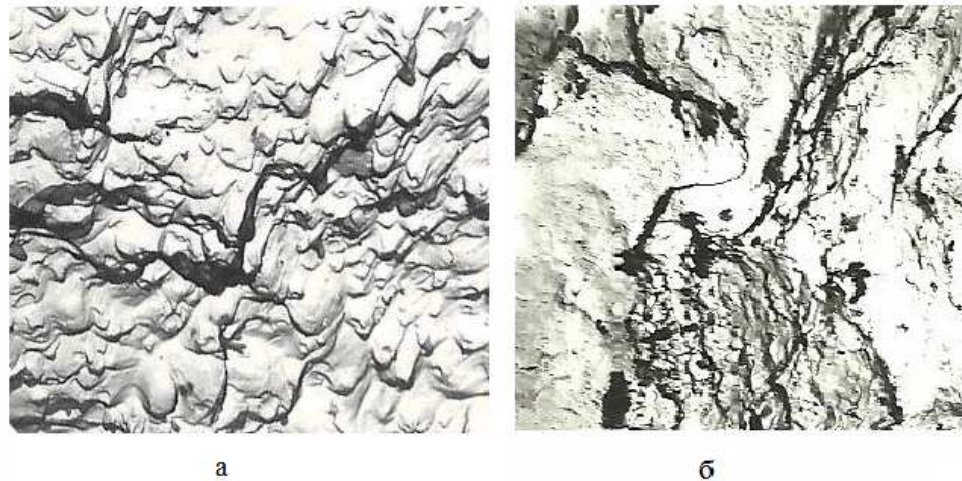


Рисунок 9 – Мікрофрактограми зламів зразків товщиною 14 мм із сталі 17Г1С, зруйнованих згином (а) і розтягом (б). х3000

навантажених розтягом, була вищою, ніж в зразках тієї ж товщини, навантажених згином.

Макробудови зламів зразків, навантажених згином і розтягом, суттєво відрізнялися. У випадку навантаження згином, незалежно від товщини зразків, ріст втомних тріщин відбувається з утворенням прямого зламу, а за другою схемою навантаження утворюється косий злам. Шляхом мікрофрактографічного аналізу встановлено, що в обох випадках навантаження на плоских ділянках зламів переважає борознистий мікрорельєф (рис. 9).

Підвищення ШРВТ інтенсифікує розвиток в'язкого ямкового механізму, властивого росту втомної тріщини за статичного навантаження. Збільшення площі області ямкового руйнування у втомному зламі відображає перехід від плоскодеформованого до плосконапруженого стану матеріалу у вершині тріщини. Для зразків, навантажених згином (незалежно від їх товщини), кут нахилу експериментальних залежностей на КДВР, який визначає величину показника n в рівнянні Періса, практично постійний. З цього випливає: якщо тріщина росте з утворенням втомних боріздох, зміна напружено-деформованого стану біля її вершини у випадку зміни товщини зразків не впливає на опір втомному руйнуванню. В процесі формування косоного зламу (тобто в зразках товщиною 2 мм, які пройшли випробування розтягом) ріст втомних тріщин відбувається за двома механізмами: зсувом і відривом. Останнє підтверджується наявністю сформованих плоских ділянок ямкового руйнування. Отже, в зламі наявні ознаки плосконапруженого стану матеріалу. Це відображається в ШРВТ (рис. 8, 9 б).

Тож існує як мінімум три чинники, що здатні вплинути на ШРВТ шляхом зміни геометрії зразків: напружено-деформований стан матеріалу у вершині тріщини, його мікроструктура та умови навантаження зразків.

Окрім товщини зразків досліджено вплив на швидкість росту тріщини їх ширини. Збільшення ширини зразків від 60 мм до 150 мм за їх товщини 10 мм практично не вплинуло на швидкість росту тріщин.

Вивчали вплив МРВК на ШРВТ в зразках різної товщини. Випробування проводили за постійного значення розмаху $\Delta K = 30 \text{ МПа}\sqrt{\text{м}}$. З даних, наведених на рис. 10, видно, що наявність робочого середовища пришвидшує ріст втомних тріщин за навантаження чотири точковим згином в зразках різної товщини. При цьому зі спадом товщини зразків цей вплив зменшується.

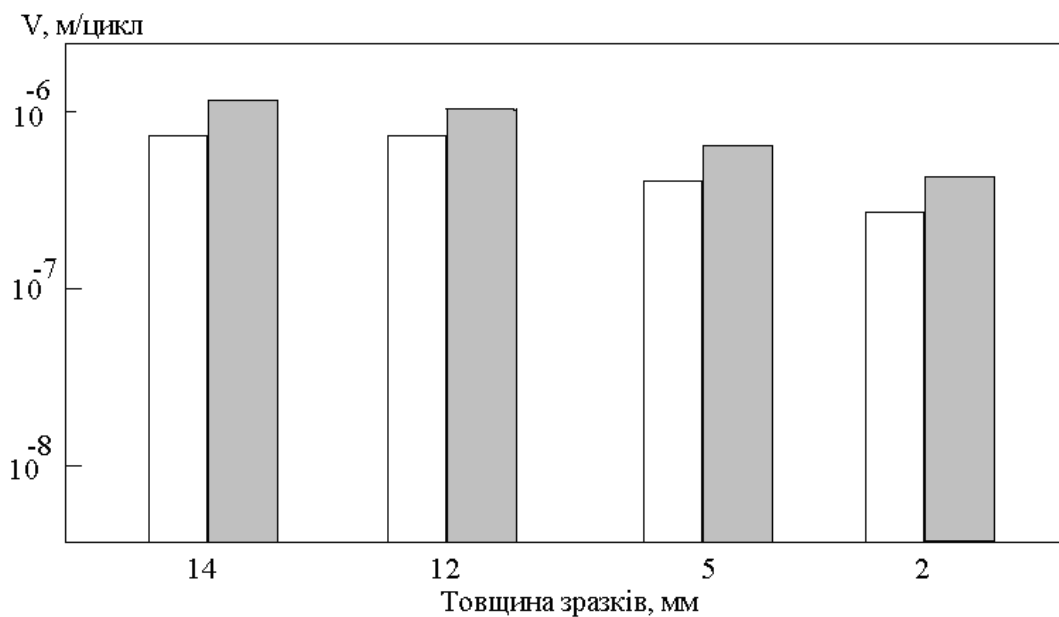
Найбільший приріст ШРВТ спостерігався для зразків товщиною 14 мм (на 15%). В той же час для зразків товщиною 12, 5 і 2 мм він становив відповідно 14%, 12% і 11%. Очевидно, що в товстіших зразках довжина лінії контакту середовища з напруженим металом у вершині тріщини більша порівняно з тоншими зразками. Це покращує умови абсорбції та посилює негативний вплив робочого середовища на сталь. Так, якщо на повітрі ШРВТ зразків товщиною 14 мм і 12 мм була однакова (рис. 8 і 10), то під впливом МРВК для товстішого зразка вона стала трохи вищою.

Аналогічна тенденція спостерігалась за випробувань розтягом зразків з одностороннім надрізом (рис. 11).

Однак перехід до більш жорсткого виду випробувань інтенсифікує зростання ШРВТ під впливом МРВК. Так, для зразків товщиною 14 мм це зростання становило 20%, а при товщині 2 мм – 16%. Нагадаємо, що за чотириточкового згину відповідні значення становили 15% і 11%. Встановлено також, що зі зростанням значень ΔK чутливість до підвищення ШРВТ властива як найтоншим ($t = 2 \text{ мм}$), так і зразкам найбільшої товщини ($t = 14 \text{ мм}$), які підлягали дослідженням у МРВК (рис. 12).

Вищі значення параметру ΔK відповідали більшому приросту ШРВТ у МРВК. Однак цей приріст був незначний. Розмір смуг розкиду був невеликий і залишався характерним для втомних випробувань. Тому робити будь-які висновки з цього питання не варто.

Експлуатація МНГП може призводити до перевантажень, які сприяють утворенню залишкової пластичної деформації металу на окремих ділянках трубопроводу. Такі переванта-



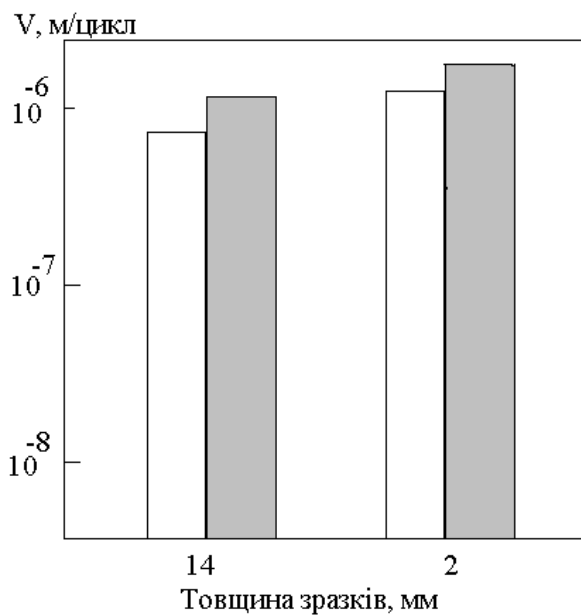
світлі символи – випробування на повітрі, темні – у МРБК

Рисунок 10 – Вплив товщини зразків і робочого середовища (МРБК) на ШВРТ в сталі 17Г1С за навантаження чотириточковим згином при $\Delta K = 30 \text{ МПа}\sqrt{\text{м}}$

ження виникають здебільшого у магістральних трубопроводах, які прокладені в гірських умовах, де часто відбуваються зсуви ґрунтів [24, 25]. Тому вивчали вплив залишкової пластичної деформації на статичну та циклічну тріщиностійкість матеріалу трубопроводу. Залишкову пластичну деформацію отримували попереднім пластичним деформуванням (ППД) зразків. Слід також враховувати, що робочі середовища сильно наводнюють метал труб [1, 4, 26], а спільна дія перевантаження і наводнювання мають один з найбільших впливів на окрихлення сталей.

Дослідження проводили на призматичних зразках розмірами 2x12x180 зі сталі 17Г1С. Мала товщина зразків забезпечувала максимально можливе наводнювання металу в умовах його катодної поляризації. Залишкова пластична деформація складала 5%. Посередині зразків наносили концентратор, глибина якого становила 1 мм, а радіус у вершині – 0,1 мм. Наводнювання виконували електролітичним способом катодної поляризації зразків. У випадку вивчення статичної тріщиностійкості на зразках попередньо наводили втомні тріщини, а потім впродовж трьох годин піддавали їх катодній поляризації у розчині NaOH з рН=12,5 за густини струму 0,01 А/м². Подальше зростання часу наводнювання не впливало на рівень тріщиностійкості матеріалу. Після цього зразки навантажували розтягом з записом діаграми «сила розтягу F – зміщення берегів тріщини Δ». Критичні значення КІН визначали згідно вимог [27].

Втомні випробування проводили навантаженням зразків згином за віднульового циклу із частотою в межах 0,3...10 Гц. Довжина тріщини фіксувалася по обидві сторони зразка пересувним мікроскопом МБС – 11. Методика проведення досліджень відповідала рекоменда-



світлі символи – випробування на повітрі, темні – у МРБК

Рисунок 11 – Вплив товщини зразків і робочого середовища (МРБК) на ШВРТ у сталі 17Г1С за навантаження розтягом зразків з одностороннім надрізом при $\Delta K = 30 \text{ МПа}\sqrt{\text{м}}$

ціям робіт [28, 29]. Під час випробувань на повітрі потрібно враховувати можливість десорбції водню. Тому зразки наводнювали впродовж трьох годин не тільки до початку, але й під час навантаження. Для цього зразок встановлювався в електрохімічну комірку. Електроліт і густина струму катодної поляризації були ті ж, що й під час випробування на статичну в'язкість руйнування.

Випробування на статичну тріщиностійкість показали, що діаграми навантаження роз-

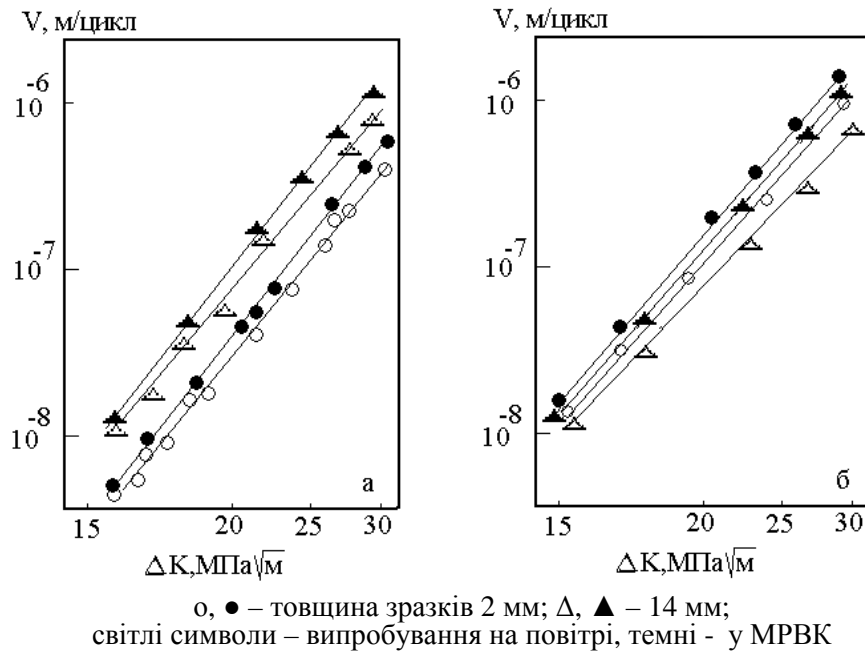


Рисунок 12 – Вплив товщини зразків, розмаху КІН, ΔK і робочого середовища (МРВК) на ШРВТ в сталі 17Г1С за навантаження чотириточковим згином (а) і розтягом зразків з одностороннім надрізом (б)

Таблиця 1 – Характеристики статичної тріщиностійкості сталі 17Г1С

| Вихідний стан | K_{Ic} (K_{Ic}), МПа√м | | |
|---------------|------------------------------|-----------|--------------------------|
| | Після наводнювання | Після ППД | Після наводнювання і ППД |
| 120 | 58 | 108 | 34 |

тягом мали у верхній частині значне відхилення від прямолінійності. Це свідчить про значну пластичну деформацію у вершині тріщини, яка передувала її підростанню. Для зразків, які проходили ППД з наступним наводнюванням, лінійність діаграм зберігалася аж до їх руйнування.

В цьому єдиному випадку серед усіх досліджень на короточасну тріщиностійкість вдалось визначити значення K_{Ic} . Цей параметр разом з трьома іншими характеристиками K_{Ic} , отриманими за інших умов навантаження, наведені в таблиці 1.

Результати випробувань свідчать, що ППД знизил в'язкість руйнування від 120 до 108 МПа√м. Спад становить близько 10%. Наводнювання більш суттєво знизило статичну тріщиностійкість сталі. Її значення (58 МПа√м) порівняно зі значеннями K_{Ic} сталі у вихідному стані (120 МПа√м) зменшилось більш як удвічі. Ще більше падіння показника K_{Ic} (від 108 до 34 МПа√м) відмічено в зразках, що пройшли ППД. Сумарний вплив наводнювання і ППД зменшують в'язкість руйнування трубної сталі в 3,5 рази.

ППД позитивно впливає на опір поширенню втомних тріщин (рис. 13). Зі зниженням ΔK зазначений ефект зростає. Так, порівняно з ΔK_{th} для вихідного матеріалу пороговий розмах КІН для ППД матеріалу зріс від 5,8 до 8,7 МПа√м (у 1,5 рази). З переходом до випробувань за високих значень ΔK вплив ППД повністю зникає.

З рис. 13 а видно, що наводнювання вихідного матеріалу має незначний вплив на кінетику втомного руйнування. Однак відзначимо деякий позитивний вплив наводнювання на швидкість росту тріщини в області припорогових швидкостей у випадку високої частоти навантаження (10 Гц). Із збільшенням ΔK і зниження частоти навантаження на порядок (до 1 Гц) в другій зоні КДВР спостерігали зростання ШРВТ наводненої сталі (крива 3 на рис. 13а).

Матеріал після ППД виявив набагато вищу чутливість до наводнення (рис. 13б). За підвищених значень ΔK спостерігали сильну залежність характеру КДВР від частоти навантаження. Вищій частоті відповідає менша ШРВТ. Із зниження частоти навантаження від 10 до 0,3 Гц за рівня $\Delta K=20$ МПа√м ШРВТ зросла на порядок. В середньоамплітудній ділянці КДВР зафіксовано різкий стрибок швидкості, який відображає, на наш погляд, схильність сталі до водневого окрихлення. Розмах ΔK , за якого відбувається стрімкий ріст швидкості, залежить від частоти навантаження. Мінімальне його значення (близько 12 МПа√м) відповідає найменшій частоті $f = 0,3$ Гц (крива 4 на рис. 13б).

Висновки

1. Збільшення позитивної асиметрії циклу в межах 0.1...0.7 значно підвищує ШРВТ на припороговій і третій ділянках КДВР. З ростом коефіцієнта асиметрії суттєво знижуються як

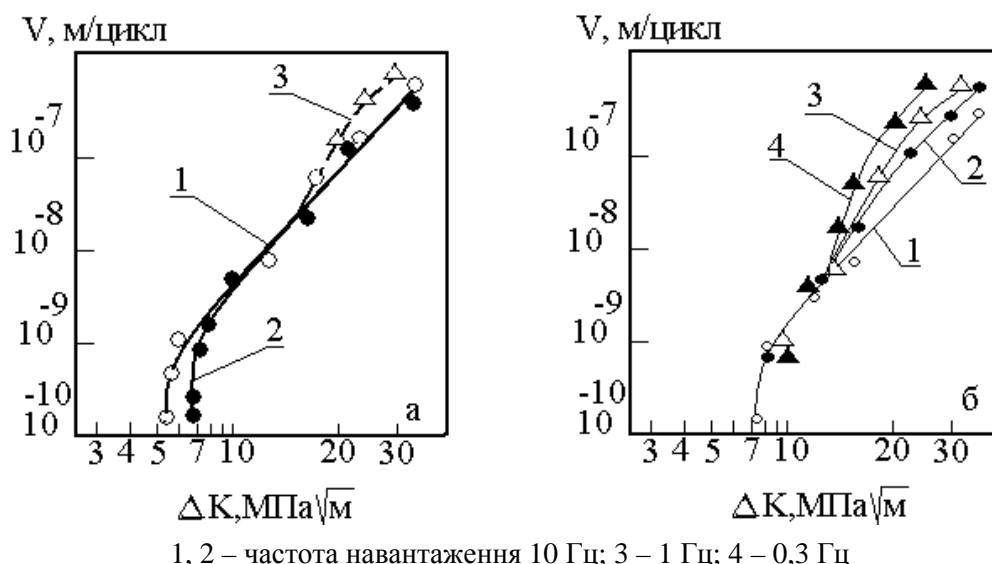


Рисунок 13 – Залежності V-ΔK для ненаведеної (1) і наведеної (2, 3, 4) сталі 17Г1С у вихідному стані (а) та після ППД (б)

порогові значення амплітуди КІН - ΔK_{th} , так і критичний КІН у випадку циклічного навантаження - ΔK_{fc} .

Виявлена тенденція до стабілізації кінетики на другій ділянці КДВР, яка незалежно від асиметрії описується єдиною лінією, що свідчить про постійність коефіцієнтів С і n рівняння Періса.

Зростання асиметрії циклу обумовлює зниження параметра ΔK_{th} в корозійному середовищі, в той час як ΔK_{fc} мало залежить від впливу середовища.

Монотонне зниження ΔK_{th} у зв'язку з ростом асиметрії циклу спостерігається до певної величини параметра R, потім значення ΔK_{th} стабілізується на найнижчому рівні.

2. На повітрі частота навантаження практично не впливає на кінетику руйнування трубних сталей. Частотна залежність порогових КІН в корозійному середовищі має монотонний характер з мінімумом порогового розмаху ΔK_{th} за частоти 1 Гц.

В середньоамплітудній ділянці КДВР збільшення частоти навантаження дещо знижує ШРВТ. За випробувань у корозійно-активному середовищі ШРВТ трубних сталей більш чутлива до зміни частоти навантаження.

Запропонована аналітична залежність для визначення ШРВТ залежно від частоти навантаження.

3. Дослідження, проведені в припороговій та середньо амплітудній ділянках КДВР, показали, що ШРВТ не залежить від форми циклу навантаження.

4. З підвищенням температури випробувань ШРВТ монотонно зростає. З ростом рівня розмаху КІН різниця між цими швидкостями постійно зменшується і за високих ШРВТ ($V > 10^{-6}$ м/цикл) практично зникає. Підвищення температури за випробувань у середовищі інтенсифікує зростання ШРВТ. Це пов'язано з інтенсифікацією дифузійних процесів у високо-

напруженій зоні вершини тріщини за підвищених температур.

5. Встановлено як мінімум чотири чинники, здатні вплинути на ШРВТ шляхом зміни товщини зразків: напружено деформований стан матеріалу у вершині тріщини, його мікроструктура, вид механічного навантаження зразків і корозійно-активне середовище.

6. За відсутності наводнювання ППД сталі 17Г1С незначно знижує її короточасну тріщиностійкість і підвищує опір росту втомної тріщини у пороговій ділянці. Наводнення металу різко зменшує короточасну тріщиностійкість сталі та інтенсифікує ріст втомних тріщин в середньоамплітудній ділянці низькочастотного навантаження. Максимального пониження статична та циклічна тріщиностійкість сталі знають в результаті спільного впливу ППД і наводнювання.

Література

- 1 Крижанівський Є.І. Корозійно-воднева деградація нафтових і газових трубопроводів та їх запобігання: науково-технічний посібник: у 3-х т.: Основи оцінювання деградації трубопроводів / Є.І. Крижанівський, Г.М. Никифорчин. – Івано-Франківськ: Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, 2011. – 445 с.
- 2 Гончарук М.І. Корозія і розгерметизація газопроводів // Нафтогазова промисловість. – 2003. – №2. – С. 56-57.
- 3 Слободян З.В. Корозійна тривкість трубної сталі у нафто-водних середовищах / Слободян З.В., Г.М. Никифорчин, О.І Петрушак // Фіз.-хім. механіка матеріалів. – 2002. – №3. – С. 93-96.
- 4 Експлуатаційне окрихчення сталі магістрального нафтопроводу / О.Т. Цирульник, Г.М. Никифорчин, О.І. Звірко, Д.Ю. Петрина // Фіз.-хім. механіка матеріалів. – 2004. – №2. – С. 125-126.

- 5 Detecting Internal Corrosion of Natural Gas Transmission Pipelines : Field Tests of Probes and Systems for Real-time Corrosion Measurement / B.S. Covino, Jr.S.J. Bullard, S.D. Cramer // Proc. of 16th Intern. Corrosion Conference, Beijing, China, Sept. 19-24, 2005. – P. 4-17.
- 6 Корозія внутрішньої поверхні магістральних газопроводів / С. Поляков, Л.Ниркова, А. Клименко // Фіз.-хім. механіка матеріалів. – 2006. – спец. випуск № 5. – Т.1. – С. 300-304.
- 7 Трещиностойкость металла труб нефтепроводов / А. Г. Гумеров, К.М. Ямалеев, Г.В. Журавлев, Ф.И. Бадинов. – М.: ООО «Недра – Бизнес центр», 2001. – 231 с.
- 8 Прогнозування залишкового ресурсу магістральних трубопроводів: проблеми і перспективи / В.М. Івасів, В.І. Артим, Р.О. Дейнега та ін. // Розвідка та розробка нафтогазових і газових родовищ. – 2007. – №3. – С. 102-108.
- 9 Красовский А.Я. Трещиностойкость стальных магистральных трубопроводов / А.Я. Красовский, В.Н. Красико. – К.: Наукова думка, 1990. – 176 с.
- 10 Особенности разрушения материалов нефтегазопроводов / А.Г. Гареев, М.А. Худяков, И.Г. Абдулин; под ред. А.Г. Гареева и И.Г. Абдулина. – Уфа: Гилем, 2006. – 156 с.
- 11 Ясній П.В. Пластично деформовані матеріали: втома і тріщино тривкість / П.В. Ясній. – Львів: Світ, 1998. – 292 с.
- 12 Plumtree A. Waweform and frequency effects on the hightemperature fatigue crack propagation rate of stainless steel / A. Plumtree, S. Schäfter // Adv. Fracture Proc. 6th Int. Conf. Fracture, New Delphi, India, 4-10 Dec. 1984.- Oxford (U.K.): Pergamon Press, 1984.- Vol.3.- p.2249-2254.
- 13 Clark W.G. Influence of temperature and section size on fatigue crack growth behavior in Ni-Mo-V alloysteel/ W.G. Clark, Н.Е. Trout// Eng. Fract.Mech.1970. –2, №2.p.107-123.
- 14 Тощенко В.Т. Исследование закономерностей усталостного и хрупкого разрушения стали 15Г2АФД_{нс} при низких температурах / В.Т. Трощенко, В.В. Покровский // Проблемы прочности. – 1973. – №3. – С. 11-17.
- 15 Anotil A.A. Effect of tempering temperature of fatigue crack propagation in 4340 steel / A.A. Anotil, E.B. Kula//Effect of Environment and complex Load Hystory on Fatigue Life. Philadelphia (Pa): Pergamon press, 1970.- p. 297 – 317. – (ASTM) STP462.
- 16 Wei R.P. Influence of temperature on fatigue creak growth in mild annealed Ti – 6Al – 4FIlloy/ R.P. Wei, D.L. Ritter// J. Matter. – 1972.-7, -№2. – p. 240-250.
- 17 Развитие усталостного разрушения в листовой малоуглеродистой стали при комнатной и низкой температурах / С.Я. Ярема, А.Я. Красовский, О.П. Осташ, В.А. Степаненко // Проблемы прочности. – 1977. – № 3. – С.21-26.
- 18 Панасюк В.В. Механика квазихрупкого разрушения материалов / В.В. Панасюк. – К.: Наук. думка, 1991. – 416 с.
- 19 Barsom J.M/ Fatigue crack propagation in high yield strength steel/. Barsom J.M, E.J. Imhof, S.T. Rolfe// Eng. Fract. Mech. – 1971. – 2. – p.301-317.
- 20 Thielen P. N. Fatigue crack propagation in 4140 steel / P.N. Thielen, E.F. Morris // Met. Trans. – 1975. – А6, №11. – p. 2133-2141.
- 21 Jack A.R. Effects of thickness on fatigue crack initiation and growth in notched mild steel specimens / A.R Jack, A.T. Price // Acta met. – 1972. – 20, №7. - p. 857-856.
- 22 Ritchie R.O. Effects of thickness on fibrous fracture from a notch and fatigue crack propagation in low strength steel / R.O. Ritchie, R. E. Smith, H.F. Knott// Met.Sci. – 1975. -9. –p. 485-492.
- 23 Griffith J.R. The influence of thickness on fatigue crack propagation rates in a low alloy steel weld metal above and below general yield / J.R. Griffith, С.Е. Richards /Mater. Sci. and Eng. – 1973. – p.305-310.
- 24 Перун Й.В. Магістральні трубопроводи в горних умовах / Й.В. Перун. – М.: Недра, 1987. – 175 с.
- 25 Шлапак Л.С. Исследование напряженно деформированного состояния сложных участков трубопроводов в условиях горных Карпат с целью повышения их эксплуатационной надежности / Л.С. Шлапак // Методы и средства технической диагностики. – 1992. – №2. – С. 166-172.
- 26 Воднева деградація тривало експлуатованих сталей магістральних трубопроводів / О.Т. Цирульник, Г. М. Никифорчин, Д.Ю. Петрина // Фіз.-хім. механіка матеріалів. – 2007. – №5. – С.97-104.
- 27 ГОСТ 25 506-85. Расчеты и испытания на прочность. Методы механических испытаний металлов. Определение характеристик трещиностойкости (вязкости разрушения) при статическом нагружении. – М.: Изд-во стандартов, 1985. – 62 с.
- 28 РД50-345-82. Методические указания. Расчеты и испытания на прочность в машиностроении. Методы механических испытаний металлов. Определение характеристик трещиностойкости (вязкости разрушения) при циклическом нагружении. – М.: Изд-во стандартов, 1983. – 96 с.
- 29 Yarema S. Ya. Test method for determination of crack extension resistance under cyclic loading. – Lviv: Karpenko Phisico-Mechanical Institute, 1994. – 79 p.

Стаття надійшла до редакційної колегії

29.05.12

Рекомендована до друку професором

Грудзом В.Я.

ЕНЕРГЕТИЧНИЙ БАЛАНС ТРУБОПРОВІДНОГО ТРАНСПОРТУВАННЯ ГАЗУ

Я.В. Грудз

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42157,
e-mail: public@nimg.edu.ua

Проведено аналіз рівняння енергії газового потоку в трубопроводі, на основі якого встановлено основні напрямки енергетичних втрат на транспортування газу. Виконано розрахунки для реальних режимів трансукраїнської газотранспортної систем, які дозволили встановити структуру енерговитрат. Показано, що основну частку енергетичних втрат на транспортування газу складають енерговитрати на подолання гідравлічного опору трубопроводної системи в умовах стаціонарного руху газового потоку. Значна енергія витрачається на підтримання трубопроводу в напруженому стані від дії внутрішнього тиску. Енерговитрати, пов'язані з нестационарним процесом газового потоку і викликані роботою інерційних сил, за величиною залежать від ступеня нестационарності газового потоку.

Ключові слова: газопровід, нестационарний режим, енерговитрати.

Проведен анализ уравнения энергии газового потока в трубопроводе, на основе которого установлены основные направления энергетических потерь при транспорте газа. Выполнены расчеты для реальных режимов трансукраинской газотранспортной систем, которые позволили установить структуру энергозатрат. Показано, что основную часть энергетических потерь на транспортировку газа составляют энергозатраты на преодоление гидравлического сопротивления трубопроводной системы в условиях стационарного движения газового потока. Значительная энергия тратится на поддержание трубопровода в напряженном состоянии от действия внутреннего давления. Энергозатраты, связанные с нестационарным процессом газового потока и вызванные работой инерционных сил за величиной зависят от степени нестационарности газового потока.

Ключевые слова: газопровод, нестационарный режим, расход энергии.

The analysis of energy equation of gas flow in the pipeline was conducted on the basis of which the main directions of energy costs in gas transit were determined. Calculations for the real-time mode trans-Ukrainian gas transport system were carried out that allowed to set up the structure of energy expenditures. It is shown that the major part of the energy costs for gas transportation constitutes the energy costs penetration of hydraulic resistance of the pipeline system in the stationary motion conditions of gas flow. Considerable part of energy is spent on the maintenance of the pipeline in stress conditions from the influence of the interior pressure. Energy expenditures associated with the non-stationary processes of gas flow, conditioned by the inertial forces depend, in terms of the magnitude, on the degree of non-stationary.

Keywords: gas pipeline, non-stationary mode, expense of energy.

Загальні енерговитрати на трубопровідне транспортування газу можна розділити на корисне використання енергії та енергетичні втрати. До корисного використання енергії слід віднести енергозатрати, спрямовані на забезпечення заданої пропускної здатності газопроводу в умовах стаціонарного руху газу. Таке твердження базується на основному призначенні газопроводу. До енергетичних втрат при транспортуванні слід віднести всі інші види енергозатрат.

Слід зауважити, що енергія газу в газовому потоці складається з потенціальної, кінетичної та внутрішньої. При русі газу відбуваються перетворення енергії з одного виду в інший та виникають дисипаційні процеси. З точки зору гідрогазодинаміки, при русі газу в трубах мають місце гідравлічні втрати енергії, суть яких зводиться до перетворення потенціальної енергії в кінетичну, а відтак у внутрішню, яка кризь стінки трубопроводу розсіюється в довкілля.

Енергетичний підхід до аналізу режимів роботи магістральних газопроводів застосовано в роботах Бобровського С.А.[1], Грудза В.Я. [2], Жидкової М.О. [3], Щербакова С.Г. [4], Яковлева Є.І. [5]. В цих роботах проведено

аналіз витрат енергії на транспортування газу в залежності від гідравлічних втрат у трубопроводі, наведено структуру енерговитрат в газовому потоці, запропоновано методіку розрахунку енергоємності. Однак, низка проблем, пов'язаних з дисипацією енергії та загальним енергетичним балансом газопроводу, не знайшли відображення в літературі.

Зміна механічної енергії газу в газовому потоці може бути виражена залежністю

$$dE = d(pQ) \quad (1)$$

або

$$dE = dpQ + pdQ,$$

де E – механічна енергія газового потоку при тиску p і витраті Q .

Розглядаючи корисне використання енергії, зауважимо, що в такому випадку рух газу повинен відбуватися в умовах стаціонарного режиму, тому $Q = \text{const}$ і $dQ = 0$. Тому

$$dE = dpQ. \quad (2)$$

Диференціал тиску в умовах одновимірного стаціонарного руху газу

$$dp = \frac{\partial p}{\partial x} dx. \quad (3)$$

Використаємо диференціальне рівняння руху газу в формі

$$\frac{\partial p}{\partial x} + \frac{\partial(\rho W)}{\partial t} + \rho g \frac{dh}{dx} + \lambda \frac{\rho W^2}{2d} = 0. \quad (4)$$

Зауважимо, що перший член рівняння є градієнтом тиску в умовах одномірного руху газу, другий відображає інерційні втрати енергії, третій – гравітаційні втрати енергії, четвертий – гідравлічні втрати енергії на тертя потоку. Для стаціонарного руху газу в рівнинному трубопроводі отримаємо

$$\frac{\partial p}{\partial x} + \lambda \frac{\rho W^2}{2d} = 0. \quad (5)$$

Тепер на основі (2), (3) та (5) отримаємо вираз для корисних енергозатрат

$$E_{кор} = \int_0^L Q \frac{\partial p}{\partial x} dx = \int_0^L \lambda Q \frac{\rho W^2}{2d} dx. \quad (6)$$

Виконавши лінеаризацію рівняння руху з коефіцієнтом $2a = \frac{\lambda \bar{W}}{2d}$, після нескладних перетворень одержимо

$$E_{кор} = \frac{2aL}{F} M^2 \frac{zRT_{cp}}{\rho_{cp}}, \quad (7)$$

де F, L – площа поперечного перерізу і довжина ділянки газопроводу відповідно;

M – масова витрата газу;

z – коефіцієнт стисливості газу з газовою сталою R за середнього тиску p_{cp} та середньої температури T_{cp} .

До енергетичних втрат при транспортуванні газу з точки зору фізичних уявлень про процес слід віднести втрати механічної енергії, пов'язані з роботою сил тертя і перетворенням у внутрішню енергію з подальшим розсіюванням в довкіллі, енергетичні втрати, пов'язані з дією сил інерції в потоці, та затрати енергії на підтримання напруженого стану трубопроводу.

Для визначення першого виду енерговтрат скористаємося рівнянням енергії газового потоку

$$\frac{\partial T}{\partial t} = -W \frac{\partial T}{\partial x} + \frac{1}{T\rho \frac{\partial c_p}{\partial T} + \rho c_p} \times \quad (8)$$

$$\times \left(\rho \frac{\partial W}{\partial x} \left(c_p T + \rho T \frac{\partial c_p}{\partial p} \right) + \xi \frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{\partial T}{\partial t} \left(\frac{\partial T}{\partial x} \right)^2 + \right.$$

$$\left. + \frac{\partial \xi}{\partial p} \frac{\partial T}{\partial x} \frac{\partial p}{\partial x} + \frac{\pi D \alpha_1}{c_c \rho_c F_c} (T_c - T) - \frac{g W}{c_p} \frac{dh}{dx} \frac{\partial T_c}{\partial t} \right) =$$

$$= \frac{\xi_c}{\rho_c c_c} \frac{\partial^2 T_c}{\partial x^2} + \frac{\pi D \alpha_2}{c_c \rho_c F_c} (T_{нав} - T_c) + \frac{\pi D \alpha_2}{c_c \rho_c F_c} (T - T_c)$$

Тут, крім зазначених вище позначень, прийнято: c_p, c_c – ізобарна теплоємність газу та теплоємного матеріалу труб; $T_{нав}, T_c$ – темпера-

тура навколишнього середовища і стінки трубопроводу; α_1, α_2 – коефіцієнти тепловіддачі від газу до стінки і від стінки в навколишнє середовище; D, d – зовнішній і внутрішній діаметри труби; ξ, ξ_c – коефіцієнти теплопровідності газу і стінки труби; F, F_c – площа перерізу трубопроводу і стінки; $\chi = \frac{\xi}{\rho c_p}$; h – геодезична

позначка траси газопроводу.

Останні два члени рівняння характеризують теплообмін між газом та навколишнім середовищем, причому останній член характеризує тепловіддачу від газу до стінки трубопроводу, а передостанній – від стінки в довкілля.

Зауважимо, що рівняння (8) характеризує неізотермічний нестационарний процес у найбільш загальному вигляді. Через надзвичайну складність рівняння неможливо отримати точний розв'язок для обчислення величини дисипації енергії газового потоку. Тому можливі два шляхи практичного використання результатів аналізу рівняння енергії. Перший полягає у встановленні критеріїв подібності для проведення фізичного моделювання неізотермічних процесів.

Ліва частина рівняння містить члени, що враховують характер перетворення механічної енергії газового потоку у внутрішню енергію газу, а права частина відповідає розсіюванню внутрішньої енергії за рахунок теплообміну з довкіллям. Відношення останнього члена рівняння, який характеризує теплообмін з довкіллям, до першого члена, що характеризує процес перетворення механічної енергії в теплову, можна розглядати як основну характеристику термогазодинамічного процесу. Тому таке відношення може вважатися критерієм подібності процесів дисипації енергії. Запишемо вказане співвідношення у вигляді

$$\Lambda = \frac{\frac{\pi D \alpha_2}{c_p F} (T_{нав} - T)}{\rho \frac{\partial W}{\partial x} \left(c_p T + \rho T \frac{\partial c_p}{\partial p} \right)}. \quad (9)$$

Очевидно, що повний теплообмін з довкіллям повинен характеризуватися повним коефіцієнтом теплопередачі від газу до ґрунту, тому в (9) доцільно замінити коефіцієнт тепловіддачі від газу до стінки труби α_2 на коефіцієнт теплопередачі k .

Використовуючи правила приведення диференціальних операторів, одержимо

$$\frac{\partial W}{\partial x} \Rightarrow \frac{W}{x}; \frac{\partial c_p}{\partial p} \Rightarrow \frac{c_p}{p}.$$

Тоді, з урахуванням рівняння газового стану на основі (9), матимемо

$$\Lambda = \frac{Dk(T_{zp} - T)}{\rho W c_p T x} = \frac{Dk(T_{zp} - T) \gamma R T}{p W c_p T x},$$

де γ – показник політропи термогазодинамічного процесу; R – газова стала.

Приймаючи характерний розмір системи x рівним зовнішньому діаметру газопроводу, лінійну швидкість газу – середньозваженій лінійній швидкості по перерізу труби, тиск і температуру – середнім значенням по довжині, одержимо

$$\Lambda = \frac{k(T_{cp} - T)W}{\rho_{cp} c_p T_{cp}} \quad (10)$$

В отриманій залежності швидкість розповсюдження хвилі тиску $c = \sqrt{\gamma RT}$ замінено характерною швидкістю газового потоку W .

Легко помітити, що отриманий комплекс є безрозмірним, отриманим на основі класичного рівняння, яке відображає закон збереження і перетворення енергії, тому він може вважатися критерієм подібності дисипації енергії в газових потоках.

Наближена оцінка втрат внутрішньої енергії газу у вигляді теплопередачі від газу в довкілля можлива шляхом об'єднання двох останніх членів та використання поняття повного коефіцієнта теплопередачі від газу до навколишнього середовища на основі закону теплопередачі Ньютона. Тому дисипативні втрати енергії можна наближено оцінити залежністю

$$E_{\text{дис}} = \pi k D L (T_{cp} - T_{\text{дов}}), \quad (11)$$

де D, L – зовнішній діаметр і довжина газопроводу відповідно;

$T_{cp}, T_{\text{дов}}$ – середня температура газу в газопроводі та температура довкілля відповідно; k – повний коефіцієнт теплопередачі від газу в довкілля

$$\frac{1}{k} = \frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta}{\xi_c} + \frac{1}{\alpha_2} \quad (12)$$

З іншого боку, виходячи з рівняння балансу тепла, зміна внутрішньої енергії газового потоку на ділянці газопроводу визначається різницею початкової T_H та кінцевої T_K температури:

$$\Delta E_{\text{ен}} = M c_p (T_H - T_K) \quad (13)$$

Використовуючи (11), (12), (13) та формулу середньої температури газу в газопроводі, можна визначити з певним наближенням дисипативні втрати енергії під час транспортування газу.

При транспортуванні газу магістральним газопроводом внаслідок високого тиску в порожнині труб метал стінки постійно перебуває в напруженому стані, на що витрачається певна частина енергії газового потоку. Напружений стан трубопроводу можна вважати плоским [1], що характеризується кільцевими σ_K та поздовжніми σ_N напруженнями, які визначаються величиною внутрішнього тиску

$$\sigma_K = \frac{pd}{2\delta}; \quad \sigma_N = 0,25 \frac{pd}{\delta} \quad (14)$$

Питома потенціальна енергія формозміни в умовах напружено-деформованого стану стінок трубопроводу в загальному вигляді трохвимірної моделі може бути визначена з залежності

$$u_\phi = \frac{1 + \mu}{3E} \times \quad (15)$$

$$\times [\sigma_1^2 + \sigma_2^2 + \sigma_3^2 - (\varpi_1 \sigma_2 + \sigma_2 \sigma_3 + \sigma_1 \sigma_3)],$$

де μ – коефіцієнт Пуассона;

E – модуль Юнга.

Для плоского напруженого стану матимемо

$$u_\phi = \frac{1 + \mu}{3E} [\sigma_K^2 + \sigma_N^2 - \varpi_K \sigma_N] \quad (16)$$

Повна витрата енергії на підтримання напружено-деформованого стану газопроводу складає

$$U = \int_V u_\phi dV \quad (17)$$

де V – загальний об'єм металу стінок трубопроводу товщиною δ ,

$$V = \pi D \delta L.$$

Скориставшись (16) і (17), можна розрахувати витрату енергії, що витрачається на підтримання напружено-деформованого стану трубопроводу.

Слід також зауважити, що в загальному випадку руху газу можуть мати місце втрати енергії, пов'язані з дією сил інерції в газовому потоці $\Delta E_{\text{ин}}$ (для умов нестационарного руху газу). Питомі інерційні втрати енергії наближено можна оцінити на основі рівняння руху газу в вигляді (4)

$$\left(\frac{\partial(\rho W)}{\partial t} \right)_{cp} = \frac{1}{FT} \int_0^T |M_{t=0} - M_{t=T}| dt \quad (18)$$

де T – тривалість нестационарного процесу.

Отже енергетичний баланс для потоку газу в газопроводі може бути поданий як сума усіх втрат енергії

$$E = E_{\text{кор}} + \Delta E_{\text{ен}} + U + \Delta E_{\text{ин}} \quad (19)$$

Якщо виключити з цього балансу інерційні втрати, характерні для нестационарних процесів у газопроводі, то можна чисельно оцінити у відсотковому співвідношенні максимально можливу частку корисних затрат енергії при транспортуванні газу.

Як приклад розглянемо розрахунки гіпотетичного газопроводу довжиною 127 км і діаметром 1420x20 мм, що за параметрами наближається до ділянки Гусятин-Богородчани газопроводу Уренгой-Помари-Ужгород. В розрахунках було прийнято початковий тиск 7,6 МПа, кінцевий - 5,1 МПа, початкову температуру - 313К, температуру ґрунту - 281К, транспортований газ - метан. Розрахункова масова витрата газу склала 625,7 кг/с, середній тиск - 6,43 МПа, середня температура - 307К. За таких умов розрахункові втрати корисної енергії склали 2,496 МВт, дисипативні втрати енергії - 6,259 МВт, втрати енергії на підтримання напружено-деформованого стану трубопроводу 0,234 МВт. Загальні втрати енергії як сума вказаних становлять 8,989 МВт. Таким чином, максимальне значення корисних втрат енергії

Таблиця 1 – Енергетичний баланс газопроводу

| № з/п | P_H / P_K | t_H / t_K | E | $E_{кор}$ | | $E_{дис}$ | | E_{IH} | | U | |
|-------|-------------|-------------|--------|-----------|-------|-----------|-------|----------|-------|-------|------|
| | МПа | °C | МВт | МВт | % | МВт | % | МВт | % | МВт | % |
| 1 | 7,60/5,10 | 40/32 | 8,989 | 2,496 | 27,76 | 6,259 | 69,63 | 0 | 0 | 0,234 | 2,61 |
| 2 | 6,68/4,91 | 38/30 | 9,943 | 2,355 | 23,68 | 6,447 | 64,84 | 0,932 | 9,37 | 0,209 | 2,10 |
| 3 | 6,47/4,78 | 40/26 | 10,301 | 2,396 | 23,26 | 6,474 | 62,84 | 1,229 | 11,93 | 0,202 | 1,96 |
| 4 | 7,11/4,95 | 39/30 | 9,477 | 2,372 | 25,03 | 5,727 | 60,43 | 1,167 | 12,31 | 0,211 | 2,23 |
| 5 | 6,64/4,82 | 40/31 | 10,515 | 2,411 | 22,93 | 6,743 | 64,13 | 1,156 | 10,99 | 0,205 | 1,95 |
| 6 | 6,65/4,83 | 39/32 | 9,998 | 2,284 | 22,84 | 6,311 | 63,12 | 1,197 | 11,97 | 0,206 | 2,06 |
| 7 | 6,66/4,81 | 40/30 | 9,417 | 2,269 | 24,09 | 6,111 | 64,89 | 0,831 | 8,82 | 0,206 | 2,19 |
| 8 | 6,67/4,82 | 40/22 | 9,904 | 2,091 | 21,11 | 6,939 | 70,06 | 0,677 | 6,73 | 0,207 | 2,09 |
| 9 | 6,69/4,92 | 40/31 | 10,193 | 2,062 | 20,23 | 6,795 | 66,66 | 1,126 | 11,05 | 0,210 | 2,06 |
| 10 | 6,70/4,91 | 40/29 | 10,557 | 2,311 | 21,89 | 7,308 | 69,22 | 0,727 | 6,89 | 0,211 | 1,99 |
| 11 | 6,67/4,90 | 40/27 | 10,030 | 2,289 | 22,82 | 6,947 | 69,26 | 0,586 | 5,84 | 0,208 | 2,07 |
| 12 | 6,68/4,81 | 38/26 | 10,678 | 2,219 | 20,78 | 7,109 | 66,58 | 1,142 | 10,69 | 0,207 | 1,95 |
| 13 | 6,69/4,85 | 39/27 | 9,524 | 2,208 | 23,18 | 6,316 | 66,32 | 0,788 | 8,27 | 0,212 | 2,22 |
| 14 | 6,76/4,92 | 40/30 | 10,448 | 2,331 | 22,31 | 7,179 | 68,71 | 0,723 | 6,92 | 0,215 | 2,06 |
| 15 | 6,63/4,81 | 40/29 | 10,805 | 2,233 | 20,57 | 7,174 | 66,39 | 1,204 | 11,14 | 0,204 | 1,89 |
| 16 | 6,68/4,91 | 40/28 | 10,624 | 2,236 | 21,05 | 7,051 | 66,37 | 1,128 | 11,75 | 0,209 | 1,97 |
| 17 | 6,71/4,89 | 40/34 | 9,944 | 2,191 | 22,03 | 6,243 | 62,78 | 1,299 | 13,06 | 0,211 | 2,12 |

в даному випадку складає 27,76%, дисипативні втрати складають 69,63%, а затрати на підтримання напружено-деформованого стану трубопроводу – 2,61%.

З метою оцінки впливу інерційних втрат на загальний енергобаланс було розглянуто 17 реальних режимів газопроводу Уренгой-Помари-Ужгород на ділянці Гусятин-Богородчани. Результати розрахунків подано в табл. 1. Як свідчать результати розрахунків, відносна величина корисних витрат енергії на транспортування газу реальним газопроводом в залежності від режиму коливається в межах 21,05–24,09%, причому для ідеального режиму гіпотетичного газопроводу ця величина становить 27,76%. Витрати енергії на підтримання напружено-деформованого стану реального газопроводу коливаються в межах 2,23–1,89% й зі збільшенням середнього тиску зростають. Найбільшу частку у загальному балансі енерговитрат займають дисипативні втрати енергії, пов'язані з теплообміном між газовим потоком у трубах та навколишнім середовищем. Величина цих втрат енергії для реального газопроводу залежно від температурного режиму коливається в межах 62,78–70,06%. Зауважимо, що для ідеального стаціонарного режиму газопроводу ці втрати склали 69,63%.

Отже, в реальних випадках при квазістаціонарних і нестационарних режимах величина дисипативних втрат енергії може як зростати, так і зменшуватися.

Інерційні втрати енергії виникають при нестационарних режимах. Однак, проведені дослідження показали, що в газопроводах великого діаметру вони мають місце і при квазістаціонарній течії газу. За даними розрахунків величини інерційних втрат енергії коливаються в межах 5,84–13,06%.

Результати проведених досліджень довели, що частка витрат енергії на забезпечення заданої пропускної здатності газопроводу незначна в порівнянні з енергетичними втратами на транспортування газу. Енергозатрати на підтримання напружено-деформованого стану трубопроводу незначні, і їх скоротити практично неможливо. Найбільш вагомими є дисипативні та інерційні втрати енергії, скорочення яких дасть змогу підвищити енергоефективність трубопроводного транспорту газу.

Література

- 1 Бобровский С.А. Трубопроводный транспорт газа / С.А.Бобровский, С.Г.Щербаков, Е.И.Яковлев и др. – М.: Наука, 1976. – 491 с.
- 2 Ковалко М.П. Трубопроводный транспорт газа / М.П. Ковалко, В.Я. Грудз, В.Б. Михалків та ін. – Київ: АренаЕКО, 2002. – 600 с.
- 3 Жидкова М. А. Трубопроводный транспорт газа. – Киев: Наукова думка, 1973. – 142 с.
- 4 Щербаков С.Г. Проблемы трубопроводного транспорта нефти и газа / С.Г. Щербаков. – М.: Наука, 1982. – 206 с.
- 5 Яковлев Е.И. Анализ неустановившихся процессов в нитках магистрального газопровода статистическими методами // Изв. вузов. Нефть и газ. – 1968. – № 2. – С.72–76.
- 6 Роуз Х. Механика жидкости. – М.: Изд-во лит.по строительству, 1967. – 410 с.
- 7 Биргер И.А. Техническая диагностика. – М.: Машиностроение, 1978. – 139 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії
27.08.12
Рекомендована до друку професором
Грудзом В.Я.

ПРО МЕТОДИ ЗНИЖЕННЯ ТОКСИЧНОСТІ ВІДХІДНИХ ГАЗІВ АВТОМОБІЛЬНИХ ДВИГУНІВ ВНУТРІШНЬОГО ЗГОРЯННЯ

Ф.В. Козак, В.М. Мельник

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42351,
e-mail: teplo@nuing.edu.ua

У зв'язку із збільшенням кількості автомобільного транспорту за останні роки в Україні зростають об'єми викидів шкідливих компонентів з відхідними газами автомобільних двигунів, що призводить до погіршення екологічної ситуації в довкіллі. Відхідні гази, які утворюються внаслідок спалювання палива у двигунах внутрішнього згорання, є головним складником забруднення довкілля автомобільним транспортом і містять більше 200 найменувань шкідливих речовин, у тому числі канцерогени. Тому проблема зниження рівня викидів шкідливих компонентів автомобільним транспортом на сьогодні є досить актуальною.

Водночас досі не розв'язана проблема дефіциту моторного палива, що в Україні постає особливо гостро через брак власних ресурсів.

Одним з радикальних методів зниження токсичності відхідних газів автомобільних двигунів є використання альтернативних палив.

Перспективними альтернативними паливами є суміші, одержані на основі моторних палив з речовинами, що мають наближені до палив фізико-технічні властивості, достатню сировинну базу та є дешевими. Такими якість володіють сивушні масла, які є шкідливими для довкілля відходами спиртової промисловості. В результаті додавання сивушних масел до моторних палив знижується токсичність відхідних газів автомобільних двигунів та вирішується проблема дефіциту моторних палив.

Використання добавок сивушних масел до моторних палив дасть змогу скоротити сумарні об'єми викидів оксидів вуглецю з відхідними газами двигунів внутрішнього згорання на 15,6%, розширити сировинну базу та здешевити моторні палива за рахунок додавання сивушних масел, що є дешевими.

Ключові слова: викиди, зниження, довкілля, паливо.

В связи с увеличением количества автомобильного транспорта за последние годы в Украине возрастают объемы выбросов вредных компонентов с выхлопными газами автомобильных двигателей, что приводит к ухудшению экологической ситуации в окружающей среде. Выхлопные газы, образующиеся в результате сжигания топлива в двигателях внутреннего сгорания, являются главной составляющей загрязнения окружающей среды автомобильным транспортом и содержат более 200 наименований вредных веществ, в том числе канцерогены. Поэтому вопрос снижения уровня выбрасывания вредных компонентов автомобильным транспортом является на сегодня достаточно актуальным.

К тому же не решена проблема дефицита моторного топлива, которая в Украине стоит особенно остро из-за недостаточного обеспечения собственными ресурсами.

Одним из радикальных методов снижения токсичности выхлопных газов автомобильных двигателей является использование альтернативных топлив.

Перспективными альтернативными топливами являются смеси, полученные на основе моторных топлив с веществами, обладающими свойствами, приближенными к физико-техническим свойствам топлив, имеют достаточную сырьевую базу и являются дешевыми. Такими качествами обладают сивушные масла – вредные для окружающей среды отходы спиртной промышленности. В результате добавления сивушних масел к моторным топливам снижается токсичность выхлопных газов автомобильных двигателей и решается проблема дефицита моторных топлив.

Использование добавок сивушних масел к моторным топливам позволит сократить суммарные выбросы оксидов углерода с выхлопными газами двигателей внутреннего сгорания на 15,6%, расширит сырьевую базу и удешевит моторные топлива за счет добавления более дешевых сивушних масел.

Ключевые слова: выбросы, снижение, окружающая среда, топливо.

According to the increasing number of motor transport in recent years in Ukraine there are growing emissions of harmful components of waste gases of automobile engines, which lead to the environmental degradation. Waste gases that result from combustion in internal combustion engines are a major component of the environmental pollution by motor transport and contain more than 200 hazardous substances, including carcinogens. Therefore, reducing emissions of harmful components of the road today are quite relevant.

Next to this, today the problem of motor fuel shortage is not solved because of the lack of the resources in Ukraine.

One of the radical methods of reducing the toxicity of waste gases of automobile engines is the use of alternative fuels.

Promising alternative fuels are mixtures derived from motor fuels with substances that are close to the fuels physical and technical properties of sufficient raw materials and are cheap. These are qualities characteristic to fusel oils, which are harmful for the environment by the Waste spirit industry. The addition of fusel oils for motor fuels reduces the toxicity of waste gases of automobile engines, and solves the problem of motor fuel shortage.

The use of additives fusel oils to motor fuels would reduce total emissions of oxides of carbon and waste gases of internal combustion engines by 15,6%, expand the resource base and reduce the cost of motor fuel by adding cheaper fusel oils.

Keywords: the emission, reduction, the environment, fuel.

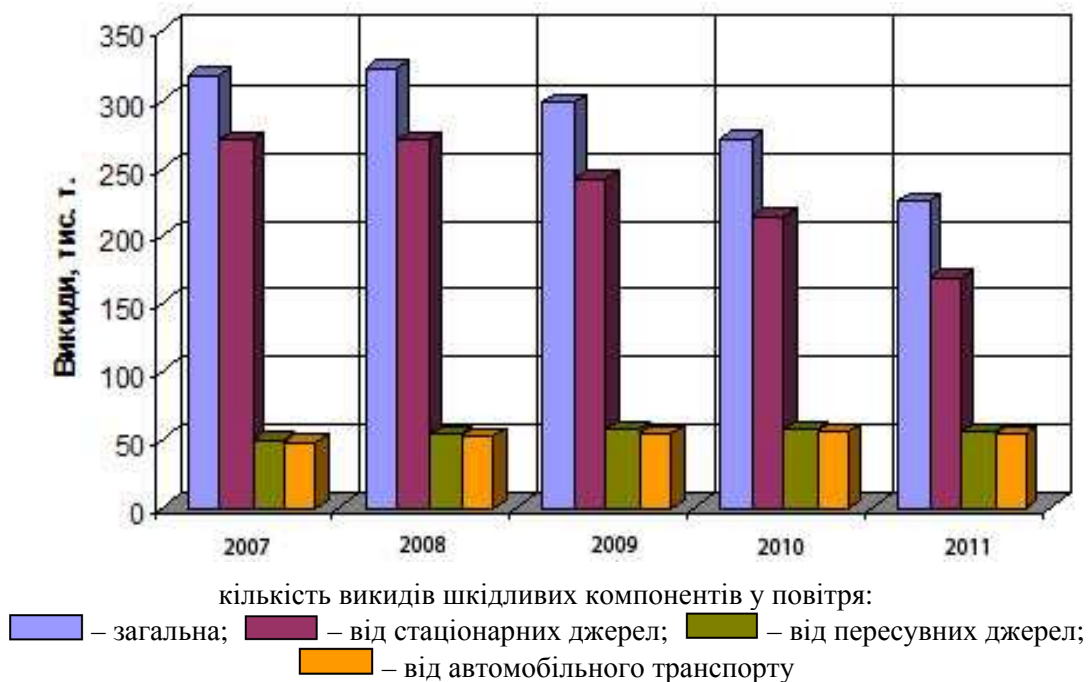


Рисунок 1 – Динаміка викидів шкідливих компонентів у атмосферне повітря в Івано-Франківській області протягом останніх п'яти років

Автомобільний транспорт – одне з найпопулярніших джерел хімічного та теплового забруднення навколишнього середовища та основне джерело шуму у містах.

Відхідні гази, які утворюються внаслідок спалювання палива у двигунах внутрішнього згоряння (ДВЗ), є основним складником забруднення довкілля автомобільним транспортом і містять понад 200 найменувань шкідливих речовин, у тому числі канцерогени. На концентрацію шкідливих речовин у відхідних газах ДВЗ впливає низка чинників: вид палива, режим руху транспорту, рельєф дороги, технічний стан автомобіля та ін. Оскільки екологічні вимоги до складу відхідних газів ДВЗ посилюються, то на проблемі зменшення впливу вказаних чинників на склад відхідних газів ДВЗ фахівці скеровують все більше зусиль.

Значущість і гострота цієї проблеми зростають у зв'язку зі щорічним збільшенням викидів автотранспортними засобами речовин, які забруднюють атмосферу (в середньому на 3-5%) [1].

На сьогодні не розв'язаною залишається проблема використання сивушних масел (СМ) – відходів спиртової промисловості які є забрудником довкілля [2]. Оскільки Україна імпортує 75% необхідного обсягу природного газу та 85% сирової нафти та нафтопродуктів і є енергодефіцитною країною, то можливість одержання з відходів спиртової промисловості додаткових джерел енергії без суттєвих ресурсозатрат є актуальною.

СМ – побічний продукт ректифікації етилового спирту, що є сумішшю спиртів (ізоамілового, ізобутилового, н-пропілового, етилового), води та в незначних кількостях інших органічних сполук. СМ відноситься до шкідливих

продуктів третього класу небезпеки, а тому питання зберігання та утилізації СМ для навколишнього середовища є важливими.

На сьогодні відомі такі основні джерела забруднення довкілля автомобільним транспортом:

- 1) відхідні гази ДВЗ;
- 2) відпрацьовані моторні та трансмісійні оливи, охолоджувальні рідини (гліколі), гальмівні рідини, акумуляторні батареї тощо;
- 3) механічні продукти зношення шин та гальмівної системи (накладки);
- 4) шумове, теплове забруднення довкілля.

Порівняно з іншими забрудниками, джерело забруднення "2" не розпоршується в довкіллі і знешкоджується централізовано. З наведеної групи забрудників відхідні гази – основне та найбільш небезпечне джерело забруднення, оскільки ці гази є токсичними, накопичуються в нижніх шарах атмосфери та містять канцерогенні речовини.

На основі аналізу екологічного паспорта Івано-Франківської області авторами побудована гістограма динаміки зміни викидів шкідливих компонентів у атмосферне повітря (рис. 1). З 2007 року спостерігається тенденція до зниження загальних викидів шкідливих компонентів у атмосферу за рахунок зменшення викидів стаціонарними джерелами, що за період з 2007 по 2011 роки становить близько 20% [1].

Але постійно зростають викиди шкідливих компонентів в атмосферне повітря пересувними джерелами. Так, за період з 2007 до 2010 року викиди збільшилися на 14,2% (рис. 1), що обумовлює посилення небезпеки для навколишнього середовища.

Проблемі знешкодження відхідних газів ДВЗ, використання альтернативних палив та утилізації СМ присвячені роботи вчених: Сорокодимова С.Н., Константинова Е.Н., Чича С.К., Гутаревича Ю.Ф., Говоруна А.Г., Корпача А.О., Смаля Ф.В., Артамонова В. В. та ін [2-8].

До заходів ефективної боротьби з токсичністю відхідних газів автомобільних двигунів, що реально застосовуються в практичній діяльності, відносяться:

- пошук нових видів альтернативного палива та використання добавок до існуючих товарних палив;
- удосконалення конструкцій двигунів та підвищення якості їх виготовлення;
- створення енергосилових установок для автомобілів, що викидають у довкілля меншу кількість шкідливих речовин;
- розробка пристроїв, що знижують токсичність відхідних газів.

Для якісної оцінки використання альтернативних видів палив можна виділити такі основні критерії:

- екологічна безпечність;
- відповідність їх властивостей властивостям товарних моторних палив;
- низька собівартість їх виготовлення у порівнянні з традиційними моторними паливами.

Перспективним альтернативним паливом для використання в двигунах є спирти у чистому вигляді та відходи від їх виробництва в сумішах з бензинами і дизельними паливами у певних співвідношеннях [3, 4].

Використання спиртів та сполук на їх основі на серійних бензинових двигунах без суттєвих змін в конструкції можливе лише при обмеженому додаванні їх до основного палива (бензину) [4].

У ряді країн світу вже застосовуються бензини з 10-15% різних паливних домішок. Зокрема суміш бензину з етанолом (10-12%) успішно використовується у США та Канаді, а також у Бразилії, де їх виробництво здійснюється на основі національної програми. У США 80% виробленого етанолу використовується як паливо. У Франції застосовується пальне з вмістом у ньому 5% етанолу [4].

У наш час для зменшення обсягу імпорту нафти та нафтопродуктів доцільно організувати виробництво паливного спирту у випадку додавання якого у кількості 6-12% до бензину не потрібно вносити зміни до конструкції ДВЗ [5].

У 1998-1999 роках ДержавтотрансНДПроектом Мінтрансу України та УкрНДІНП "МАСМА" було проведено випробування високооктанової кисневмісної добавки до бензинів (ВКД) українського виробництва – аналогу паливної етанолової добавки до бензинів, що використовується у світі. Внаслідок цього було затверджено галузевий стандарт ГСТУ 320.00149943.015-2000 "Бензини моторні сумішеві. Технічні умови", згідно з якими суміш бензинів з вмістом ВКД до 6% виробляються і використовуються в Україні як автомобільне паливо. До основних недоліків ВКД належать такі: нижча порівняно з бензином теплота зго-

рання, а також вища собівартість виготовлення у порівнянні з товарними паливами [6].

Біодизельне паливо було відоме з початку минулого століття, але не використовувалося через наявність дешевших на той час нафтових палив. Щоб оцінити, наскільки реальною і масштабною може бути заміна нафтового дизельного палива біологічним паливом на основі, наприклад, ріпакової олії, необхідно проаналізувати два питання:

– якою мірою ріпакова олія або продукти її переробки відповідають вимогам дизельного палива;

– за яких умов можлива заміна дизельного палива ріпаковою олією або її похідними.

Дані аналізу властивостей ріпакової олії свідчать про можливість застосування її як палива для дизелів. Проте деякі властивості ріпакової олії не дозволяють застосовувати її безпосередньо в сучасних дизелях, що призначені для роботи на дизельному паливі. До таких властивостей належать в'язкість та температура спалаху, які у ріпакової олії вищі в 14...25 разів та в 2,8...3,1 рази відповідно. Ці властивості ріпакової олії призводять до погіршення розпилювання, сумішоутворення і згоряння в дизелі, що спричиняє появу відкладів на стінках камери згоряння і пришвидшує вихід з ладу дизеля. Крім того, мають місце жирові відклади в каналах паливної апаратури [6].

За останні роки в Україні та світі спостерігається стійке зростання використання стисненого природного газу в автомобілях. Основною причиною такої уваги до газового моторного палива є його нижча вартість порівняно з бензином і дизельним паливом. Цьому сприяє також і розгалужена мережа автогазонаповнювальних компресорних станцій, яка на сьогодні становить близько 150 одиниць і постійно зростає.

На відміну від бензину і дизельного палива, природний газ не містить отруйних домішок і добавок, має широкі межі запалювання. Відхідні гази двигунів, що працюють на природному газі, містять незначну кількість нормованих шкідливих викидів [7].

Користуючись методиками, наведеними в [7], було одержано показники ефективності роботи двигунів на бензиновому паливі й газі та виявлено недоліки такого виду палива:

- віддаленість підприємств від джерела заправки;
- зменшення пробігу автомобілів на газовому паливі;
- істотна вартість газової системи живлення двигуна;
- втрата потужності двигуна при роботі на газі;
- важкість пуску в зимовий період та ін.

Але попри перелічені недоліки газового палива майже у 20 країнах світу прийняті програми щодо розширення використання природного газу на транспорті, створена міжнародна асоціація з власників автомобілів, що працюють на стисненому природному газі, яка координує роботу у цій галузі [7].

У наш час досить вагомим конкурентом вуглеводневих палив ДВЗ стає водень, в продуктах згоряння якого не міститься токсичних продуктів неповного згоряння вуглеводневих палив (CO , C_nH_m) [8].

Масштабність використання водню як палива для автомобільного транспорту стимулюється наступним:

- відсутністю його масового та дешевого виробництва;

- необхідністю створення ефективних та надійних засобів зберігання запасів водневого палива на борту автомобіля в достатній кількості, для забезпечення потрібної дальності автономного пробігу [8].

У результаті дослідження роботи ДВЗ на водневому паливі було виявлено такий недолік – явище калільного запалювання при подачі в циліндри ДВЗ водню, опис якого наведено в роботах [8].

Нейтралізація відхідних газів у випускній системі автомобіля здійснюється такими методами:

- окислення відхідних газів шляхом подавання до них додаткового повітря в термічних реакторах; реактори особливо ефективні на режимах багатой суміші при великих навантаженнях, не виходять з ладу з часом, проте не дають повного окислення CO і C_nH_m та не відновлюють NO до N_2 , тому застосовуються як додаткові пристрої перед каталітичним нейтралізатором [12];

- поглинання токсичних компонентів рідиною в рідинних нейтралізаторах; цей спосіб не набув широкого поширення через малу ефективність і необхідність частой заміни рідини [12];

- використання каталітичних нейтралізаторів і фільтрів сажі у дизельних двигунах [12].

Сучасні каталітичні нейтралізатори бувають окисні – платинові (Pt) або палладієві (Pd), відновні – родієві (Rh) та трикомпонентні [12].

Окисні каталітичні нейтралізатори забезпечують допалювання або доокиснення вуглеводнів C_nH_m і оксиду вуглецю (II) CO з утворенням води (H_2O) і оксиду вуглецю (IV) (CO_2). Часткове (не повне) окиснення вуглеводнів C_nH_m зумовлює утворення спиртів, альдегідів, кетонів, органічних кислот тощо. Окисні нейтралізатори дозволяють зменшити вміст CO та C_nH_m на 30...95% [18].

Відновні нейтралізатори призначені для зменшення концентрації оксидів азоту NO , що відновлюється з утворенням молекулярного азоту (N_2) і диоксиду вуглецю (IV) (CO_2) [12].

Трикомпонентні (або селективні) каталітичні нейтралізатори забезпечують скорочення вмісту трьох основних компонентів викидів: CO , C_nH_m і NO завдяки одночасному перебігу окисно-відновних реакцій [12].

Щоб знизити шкідливі викиди під час запуску холодного двигуна, іноді застосовують також вбудований в каталізатор адсорбер вуглеводнів. Серед подібних пристроїв можна назвати нейтралізатор "Едкет" фірми "Делфай" або "Пума" фірми "Корнінг" [12].

Сучасні комплексні системи очищення відхідних газів для дизелів складаються з каталітичних і рідинних нейтралізаторів, а також фільтрів сажі [12].

Фірми, що пропагують економічні легкові дизелі, для збереження довкілля пропонують встановлювати додаткові бачки з реактивами, що знижують кількість утворення сажі, яка нагромаджується у спеціальному нейтралізаторі сажі "Пежо" [12].

"Тойота" розробила свою ефективну систему очищення відхідних газів дизеля, названу DPNR [12]. Вона одночасно знешкоджує канцерогенні частинки сажі та оксиди азоту. Основну роль відіграє новий мікропористий керамічний фільтр, покритий шаром, що здатний накопичувати азот і каталізатором на основі платини.

Фахівці "DaimlerChrysler" створили одну з найефективніших систем – SCR (Selective Catalytic Reduction), що у перекладі означає "селективний каталітичний перетворювач" [12]. Принцип дії системи SCR полягає в хімічній реакції аміаку з оксидом азоту відхідних газів ДВЗ, в результаті якого утворюються нешкідливий азот і водяна пара.

Вирішити питання перевезення на автомобілі аміаку – досить токсичної речовини – вдалося концерну "Total", що свого часу створив безпечний замітник аміаку, розроблений на водній основі і відповідає стандартам DIN 70070. Сьогодні він широко застосовується в сільському господарстві, текстильній промисловості, а також при виготовленні косметики та парфумерії. Це рідина не токсична, без кольору і запаху, в "автомобільному" виконанні називається Ad Blue [12].

Як впливає з викладеного, у наш час можна досить ефективно боротися з шкідливими викидами бензинових та дизельних двигунів, забезпечуючи їх очищення на 30-95% залежно від режиму роботи двигуна. Така міра очищення відхідних газів ДВЗ та використання на автомобільному транспорті альтернативних палив досить суттєво підвищить екологічну безпечність автомобіля для довкілля.

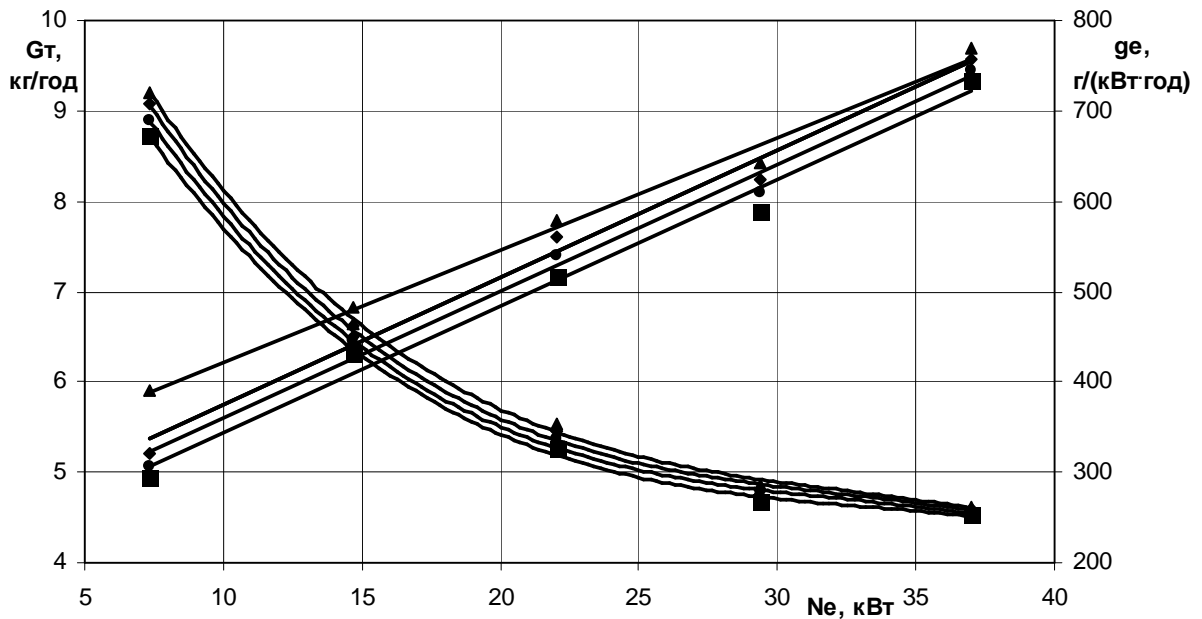
Одним з радикальних методів зниження токсичності відхідних газів автомобільних двигунів є використання альтернативних палив.

Перспективними альтернативними паливами є суміші, одержані на основі товарних палив з речовинами, що мають наближені до товарних палив фізико-технічні властивості, достатню сировинну базу та є дешевими. Такими якостями володіють СМ, які є шкідливими для довкілля відходами спиртової промисловості.

Згідно з проведеними авторами дослідженнями [9] додавання до бензину А-80 у кількості до 10% СМ покращує низку фізико-технічних властивостей:

- зростає октанове число паливної суміші, що дасть можливість використати для паливних сумішей низькооктановий бензин;

- знижується тиск насичених парів, що зменшує ймовірність утворення парових пробок у системі живлення ДВЗ і втрати бензину



вміст СМ (% об.) у бензині А-80 відповідно: ■ - 0; ● - 5; ◆ - 8; ▲ - 10

Рисунок 2 – Залежності годинної G_t та питомої g_e витрат палива двигуна ЗІЛ-130 від потужності N_e під час роботи на сумішах бензину А-80 з СМ

при зберіганні, транспортуванні і заправці автомобілів;

- збільшується густина паливної суміші від 710 до 727 кг/м³, що зменшує втрати палива через ущільнення, покращує сумішоутворення в циліндрах ДВЗ.

Під час додавання СМ до дизельного палива авторами експериментально встановлено покращення таких властивостей [10]:

- зростає цетанове число паливної суміші, що дасть можливість використати утворені суміші на сучасних високофорсованих дизелях;
- знижується рН суміші, що зменшить ймовірність корозії деталей системи живлення;
- незначне зменшення густини паливної суміші, що покращить її розпилювання та змішування з повітрям.

Отже, покращення перелічених вище фізико-технічних властивостей паливних сумішей СМ з товарними паливами робить можливим використання їх як альтернативного палива для ДВЗ, причому без внесення змін до конструкції їх систем живлення.

Такими якостями володіють СМ, які є шкідливими для довкілля відходами спиртової промисловості. На спиртових заводах України за один рік у середньому накопичується 3,5 – 4 тис. м³ СМ. Проблема знешкодження чи використання такої кількості СМ не розв’язана і вимагає розроблення і застосування принципово нових технологій.

Авторами проведено дослідження техніко-експлуатаційних та екологічних показників роботи двигуна ЗІЛ-130 на паливних сумішах бензину А-80 з СМ, результати яких відображені на рис. 2-4.

Залежності на рис. 2 демонструють, що при збільшенні об’ємного вмісту в паливі СМ до 10% об. зростають годинна та питома витра-

ти палива на 4,2 та 7,1% порівняно з бензином А-80, що пов’язано із збільшенням густини утворених паливних сумішей та зменшенні нижчої теплоти згоряння Q_n . Але із збільшенням вмісту СМ досягається зниження вартості палива за рахунок використання в паливних сумішах низькооктанових бензинів. Одержане у такий спосіб альтернативне паливо може використовуватися у високофорсованих ДВЗ з великою мірою стискування, що розраховані на споживання високооктанових бензинів.

Результати дослідження екологічних показників роботи двигуна ЗІЛ-130 під час роботи на чистому бензині А-80 та сумішах цього бензину з СМ відображені графічно на рис. 3-5.

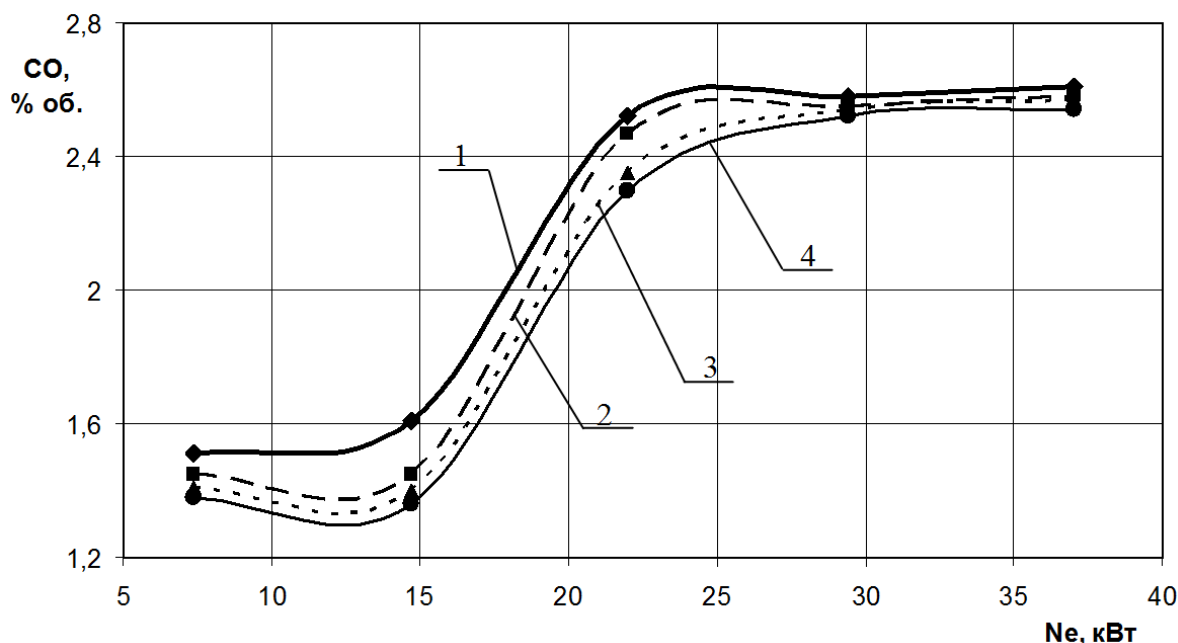
Згідно значень навантаження від 7,35 до 20 кВт у порівнянні з роботою двигуна на чистому бензині при зростанні вмісту СМ у паливних сумішах відбувається зменшення вмісту СО (рис. 3) у відхідних газах двигуна ЗІЛ-130 на 15,6%. Зниження вмісту СО у відхідних газах пояснюється збільшенням кількості кисню в циліндрах двигуна за рахунок його вмісту в СМ.

Отже, використання в товарному бензині добавок СМ як один із методів знешкодження відходів спиртової промисловості покращує екологічні показники роботи двигуна ЗІЛ-130 за вмістом СО у відхідних газах. З метою економії палива та зниження вмісту СО у відхідних газах двигуна доцільно додавати до бензину А-80 до 12% об. СМ, що не вимагає внесення змін конструкції ДВЗ.

Експериментальні залежності рис. 4 і 5 апроксимуються рівняннями:

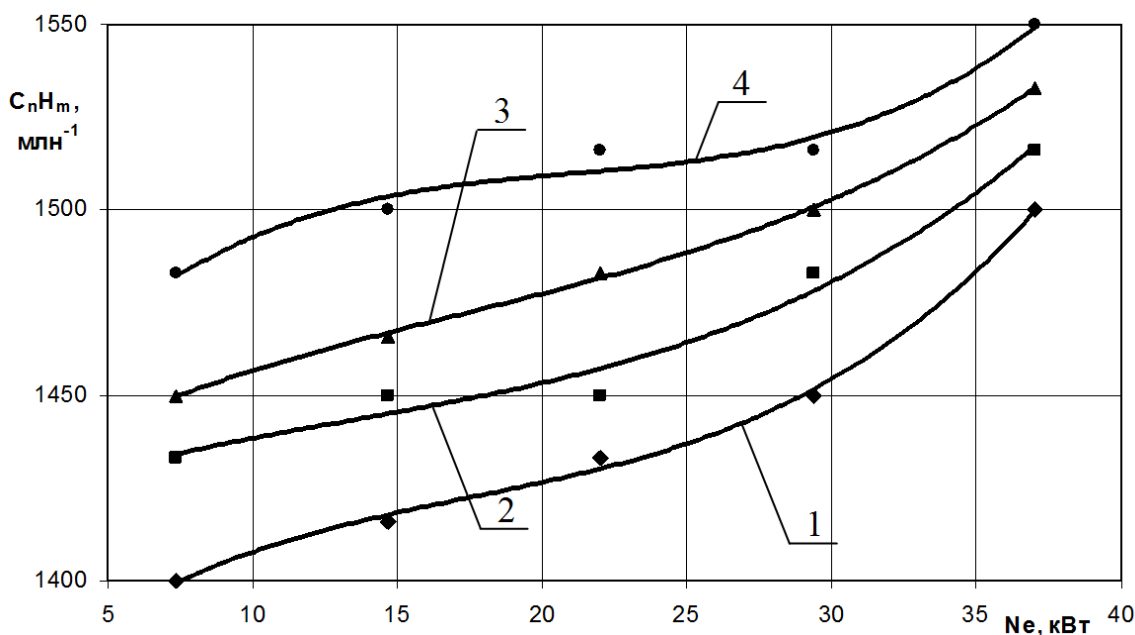
$$C_nH_m = a_1 + b_1Ne - b_2Ne^2 + b_3Ne^3, \quad (1)$$

$$NO = a_2 + b_4Ne - b_5Ne^2 + b_6Ne^3. \quad (2)$$



вміст СМ, % об.: 1 – 0; 2 – 5; 3 – 8; 4 – 10

Рисунок 3 – Експериментальні залежності вмісту CO у відхідних газах двигуна ЗИЛ-130 від потужності Ne



вміст СМ % об.: 1- 0; 2-5; 3- 8; 4 – 10

Рисунок 4 – Експериментальна залежність вмісту C_nH_m у відхідних газах двигуна ЗИЛ-130 від потужності Ne

Дослідні коефіцієнти для рівнянь (1) та (2) наводяться в табл. 1.

Збільшення вмісту СМ у бензині А-80 призводить до зростання вмісту C_nH_m у відхідних газах (рис. 4): додавання до бензину А-80 до 10% об. СМ збільшує вміст C_nH_m на 2,4 – 5,9 % у порівнянні з товарним бензином, що можна пояснити додаванням до палива разом з СМ більшої кількості атомів водню, який міститься у їх складі.

Як видно з експериментальних залежностей (рис. 5), збільшення вмісту СМ у бензині

А-80 призводить до зростання вмісту NO у відхідних газах на 28–86% порівняно з товарним паливом. Це пов'язано з тим, що до палива додається кисень, який міститься у СМ, і при згорянні одержаного альтернативного палива більша кількість азоту окислюється до NO. Але вміст NO у відхідних газах є незначним порівняно з вмістом CO. З врахуванням характеристик сучасних систем очищення відхідних газів (наведені в заданій роботі), які використовуються на бензинових двигунах (забезпечують нейтралізацію шкідливих компонентів на 30-

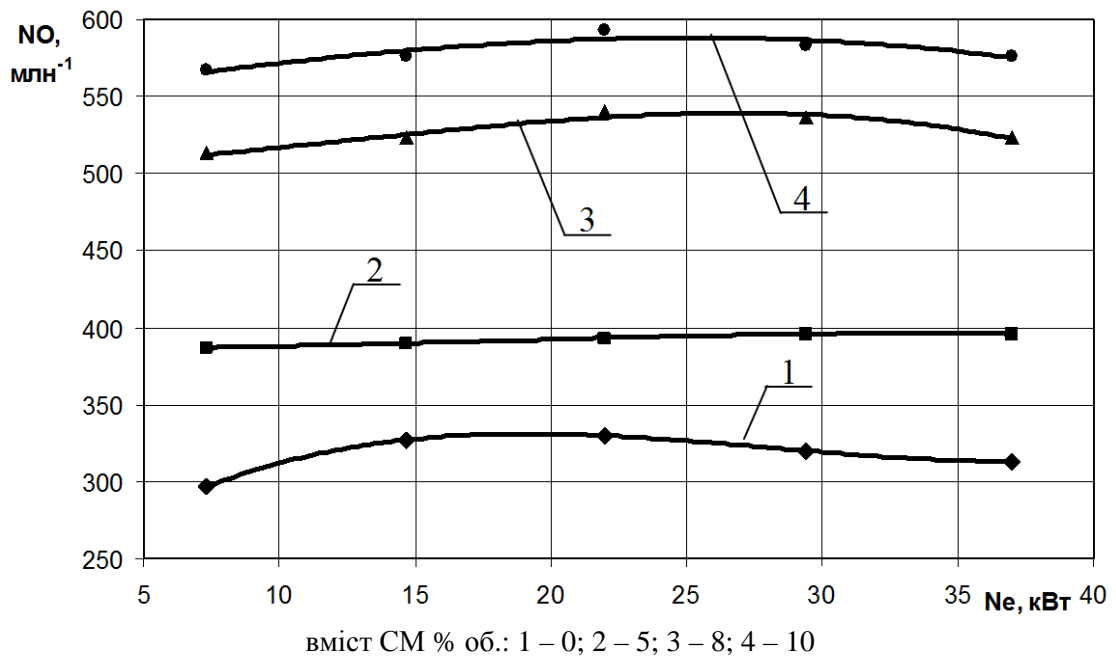


Рисунок 5 – Експериментальні залежності зміни вмісту NO у відхідних газах двигуна ЗИЛ-130 залежно від потужності Ne

Таблиця 1– Дослідні коефіцієнти для рівнянь (1) та (2)

| Газ | Коефіцієнти | Значення коефіцієнтів за вмісту СМ, % об. | | | |
|-------------------------------|----------------|---|---------|---------|---------|
| | | 0 | 5 | 8 | 10 |
| C _n H _m | a ₁ | 1360,2 | 1417,1 | 1423,3 | 1428,8 |
| | b ₁ | 7,449 | 3,0822 | 4,5497 | 10,173 |
| | b ₂ | 0,3326 | 0,1262 | 0,1498 | 0,4497 |
| | b ₃ | 0,0063 | 0,0031 | 0,0029 | 0,0071 |
| NO | a ₂ | 224,41 | 13,441 | 0,5317 | 0,0063 |
| | b ₄ | 386,36 | -0,1183 | -0,0333 | -0,0006 |
| | b ₅ | 504,99 | 0,2907 | -0,1206 | -0,0031 |
| | b ₆ | 548,12 | 2,6301 | 0,0196 | -0,0009 |

95% [12]), використання альтернативних палив з вмістом СМ буде безпечним для довкілля.

Авторами також було проведено дослідження техніко-експлуатаційних та екологічних параметрів роботи дизельного двигуна Д21А1, результати яких підтвердили можливість безпечного для довкілля використання СМ як добавки до дизельного палива [10].

Отже, використання СМ як добавок до товарних палив дасть можливість розширити сировинну базу палив для ДВЗ, знизить рівень СО у відхідних газах ДВЗ, знизить вартість товарних палив за рахунок додавання більш дешевих СМ та вирішить проблему утилізації СМ, що на сьогодні є досить актуальною у зв'язку із великими обсягами виробництва спирту в Україні.

Література

1 Екологічний паспорт Івано-Франківської області. Держуправління охорони навколишнього природного середовища в Івано-Франківській області. – Івано-Франківськ, 2011. – 163 с.

2 Константинов Е. Н. Разработка технологического режима для переработки сивушно-эфиро-альдегидной фракции на брагоректификационной установке косвенного действия с получением высококачественного спирта / Е. Н. Константинов, Х. Р. Суюхов, Т. Г. Короткова, О. В. Мариненко, С. К. Чич, П. Е. Романишин, Л. М. Бондарь // Известия вузов. Пищевая технология. – 2006. – № 2-3. – С.64-66.

3 Гутаревич Ю.Ф. Этиловый спирт как моторное топливо / Ю.Ф. Гутаревич, А.Г. Говорун та інші // Автошляховик України. – 1999. – №1. – С. 7-10.

4 Гутаревич Ю.Ф. Використання бензо-спиртових сумішей в двигунах з іскровим запалюванням / Ю.Ф. Гутаревич, А.Г. Говорун та інші // Автошляховик України. – 2002. – №2. – С. 8-10.

5 Столяренко Г.С. Екологічні аспекти вирішення проблеми зниження токсичності відпрацьованих газів двигунів внутрішнього згорання / Г.С. Столяренко // Екологічний вісник. – 2005. – № 3. – С. 7-10.

6 Устименко В.С. Перспективи і проблеми розширення використання біопалива автомобільним транспортом України / В.С. Устименко, С.О. Ковальов, О.А. Бейко // Автошляховик України. – 2003. – №2. – С. 7-21

7 Редзюк А.М. Комплексний аналіз ефективності використання природного газу на автомобільному транспорті / А.М. Редзюк, В.М. Поліщук, Ю.Ф. Гутаревич та ін. // Автошляховик України. – 2000. – №3. – С. 4-7.

8 Галышев Ю.В. анализ перспективы создания водородных двигателей / Ю.В. Галышев // Альтернативная энергетика и экология. – 2005. – №2(22). – С.19-23.

9 Мельник В.М. Про альтернативні палива поршневих двигунів нафтогазової галузі / В.М. Мельник, Ф.В. Козак, Л.І. Гаєва // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2005. – №1. – С.137-140.

10 Мельник В.М. Альтернативні палива дизельних двигунів нафтогазової галузі / Василь Мельник // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2005. - №4(17). – С. 92-94.

11 Мельник В.М. Утилізація сивушних масел у двигунах внутрішнього згоряння / В.М.Мельник, Ф.В.Козак, Л.І.Гаєва // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2009. – №3(32). – С. 93-97.

12 Кульчицкий А.Р. Токсичность автомобильных и тракторных двигателей / А.Р. Кульчицкий // Учебное пособие (изд. 2, исправленное и дополненное). – М.: ООО "Академический проект", 2004. – 400 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії

01.06.12

Рекомендована до друку професором

Семчуком Я.М.

ВИБІР МІСЦЬ ОПТИМАЛЬНОГО РОЗТАШУВАННЯ ГОЛОВНИХ РОЗПОДІЛЬЧИХ ПІДСТАНЦІЙ (РОЗПОДІЛЬЧИХ ПУНКТІВ) У НАФТОПРОМИСЛОВИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ ІЗ ВРАХУВАННЯМ ЛІНІЙ ЗОВНІШНЬОГО ЖИВЛЕННЯ

Ю.Ф. Романюк, О.В. Соломчак, А.О. Соломчак

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 48003,
e-mail: *s o l o m c h a k @ u k r . n e t*

Запропоновано алгоритм розрахунку місць оптимального розташування головних розподільчих підстанцій (ГРП) і розподільчих пунктів (РП) систем електропостачання нафтогазових промислів з врахуванням ліній зовнішнього живлення. За критерій оптимізації вибрано дисконтовані витрати, що враховують як капітальні вкладення на спорудження електричної мережі, так і витрати на її експлуатацію. Показано, що за однакових номінальних напруг розподільчої мережі та ліній зовнішнього живлення РП місце його оптимального розташування значно зміщене відносно центра електричних навантажень (ЦЕН) в напрямку джерела живлення, а у випадку підвищення номінальної напруги лінії живлення при спорудженні ГРП її координати практично збігаються з координатами ЦЕН. Шляхом мінімізації цільової функції дисконтованих витрат одержано аналітичні вирази для визначення координат оптимального розміщення ГРП (РП) з врахуванням ліній зовнішнього живлення.

Ключові слова: нафтогазовий промисел, система електропостачання, розподільча підстанція, розподільчий пункт, центр електричних навантажень, дисконтовані витрати, оптимізація, алгоритм розрахунку.

Предложен алгоритм расчета мест оптимального расположения главных распределительных подстанций (ГРП) и распределительных пунктов (РП) систем электроснабжения нефтегазовых промыслов с учетом линий внешнего питания. В качестве критерия оптимизации выбраны дисконтированные затраты, которые учитывают как капитальные вложения на сооружение электрической сети, так ее эксплуатационные затраты. Показано, что при одинаковых номинальных напряжениях распределительной сети и линии внешнего питания РП место его оптимального расположения значительно смещено относительно центра электрических нагрузок (ЦЭН) в сторону источника питания, а при повышении номинального напряжения питающей линии, в случае сооружения главной распределительной подстанции (ГРП), ее координаты практически совпадают с координатами ЦЭН. Путем минимизации целевой функции дисконтированных затрат получены аналитические выражения для определения координат оптимального размещения ГРП (РП) с учетом линии внешнего питания.

Ключевые слова: нефтегазовый промысел, система электроснабжения, распределительная подстанция, распределительный пункт, центр электрических нагрузок, дисконтированные затраты, оптимизация, алгоритм расчета.

It has been offered the algorithms to determine the optimal location of distribution substations or switchgear for the electrical system of oil and gas industries, taking into account external power line. Discounted costs were selected as optimality criterion. It is shown that at the same nominal voltage in the distribution network and line of external power the place of optimal locations is significantly shifted relative to the center of electrical loads towards power, while increasing the nominal voltage of the supply line in case of construction of fracturing its coordinates practically coincide with the coordinates of centers. By minimizing the objective function of discounted costs, analytical equations for determining the coordinates of the optimal placement of distribution substations or switchgear with regard to the line of external power were obtained.

Key words: distribution substation, distribution points, optimization, algorithm, system power supply, electrical network.

Вступ

Одним з важливих питань проектування є вибір оптимальної схеми зовнішнього електропостачання споживачів. Як відомо, на даний час у нафтопромислових мережах застосовують радіальні, магістральні та змішані радіально-магістральні схеми електропостачання. Під час проектування розподільчих мереж виникає необхідність у виборі місць оптимального розташування головних розподільчих трансформаторних підстанцій та розподільчих пунктів. Як правило, ГРП (РП) розміщують у центрі електричних навантажень без врахування витрат на спорудження та експлуатацію ліній зовнішнього живлення, що призводить до збільшення су-

марних втрат електроенергії та погіршення техніко-економічних показників системи електропостачання. Згідно з прийнятою методикою [1] під час визначення економічної ефективності капітальних вкладень у спорудження електричних мереж, крім капітальних вкладень, повинні враховуватися також щорічні витрати на експлуатацію цих мереж, які складаються з витрат на їх технічне обслуговування та ремонт і вартості відшкодування втрат електроенергії. Крім того, при порівнянні варіантів схем електричних мереж потрібно враховувати надійність електропостачання. Найнадійнішими є радіальні схеми розподільчих електричних мереж.

Актуальність і невирішені питання

При великій протяжності нафтопромислових мереж важливим є зменшення капіталовкладень на їх спорудження. У роботі [2] була запропонована методика визначення місця розташування центральної розподільної трансформаторної підстанції (ЦРП) нафтопромислового району за умовою мінімальних витрат провідникових матеріалів для радіальної схеми живлення абонентських трансформаторних підстанцій (ТП). У цій роботі було показано, що при виборі перерізу проводів ліній за економічною густиною струму сумарні втрати активної потужності в радіальній мережі пропорційні величині сумарних металовитрат. Однак при цьому були мінімізовані тільки капітальні вкладення на спорудження мережі й не враховувалися витрати на технічне обслуговування і ремонт ліній, а також вартість втрат електроенергії в лініях розподільчої мережі. Крім того, у цій методиці не враховувалася дискретність шкали стандартних перерізів проводів та фактична вартість ліній залежно від їх конструкції, номінальної напруги і кліматичних умов. При визначенні місця розташування ГРП також не враховувалась лінія зовнішнього живлення, яка суттєво впливає на величину сумарних капітальних вкладень і втрат електроенергії. Тому вибір місць оптимального розміщення ГРП (РП) у нафтопромислових мережах повинен здійснюватися за критерієм мінімуму дисконтованих витрат з врахуванням ліній зовнішнього живлення.

Постановка завдання

Метою даної роботи є:

- розроблення алгоритму вибору оптимального варіанта розміщення ГРП (РП) нафтопромислової мережі за інтегральним критерієм мінімальних дисконтованих витрат на спорудження та експлуатацію електричної мережі, який враховує як капітальні вкладення, так і експлуатаційні витрати;
- врахування параметрів мережі зовнішнього живлення (розташування джерела живлення, номінальна напруга, вартість спорудження, втрати електроенергії і витрати на експлуатацію лінії живлення) при визначенні оптимального розташування ГРП (РП).

Результати

Нехай у довільній системі прямокутних координат x, y розміщено n знижувальних підстанцій з координатами x_i, y_i (рис. 1). При заданому розміщенні ТП потрібно визначити координати x_0, y_0 розміщення ГРП (РП), які відповідають умові мінімальних дисконтованих витрат на спорудження розподільчої радіальної мережі, переріз проводів ліній якої вибрано за умовою економічності [3].

Якщо місце розташування ГРП вибирати за умовою мінімальних витрат провідникових матеріалів на спорудження мережі, то координати x_0, y_0 можна визначити за одержаними в [2]

виразами залежно від геометричного розміщення і потужності навантажень трансформаторних підстанцій:

$$\left. \begin{aligned} x_0 &= \frac{\sum_{i=1}^n \frac{S_i x_i}{\sqrt{(x_0 - x_i)^2 + (y_0 - y_i)^2}}}{\sum_{i=1}^n \frac{S_i}{\sqrt{(x_0 - x_i)^2 + (y_0 - y_i)^2}}} = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{S_i x_i}{l_i}}{\sum_{i=1}^n \frac{S_i}{l_i}}; \\ y_0 &= \frac{\sum_{i=1}^n \frac{S_i y_i}{\sqrt{(x_0 - x_i)^2 + (y_0 - y_i)^2}}}{\sum_{i=1}^n \frac{S_i}{\sqrt{(x_0 - x_i)^2 + (y_0 - y_i)^2}}} = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{S_i y_i}{l_i}}{\sum_{i=1}^n \frac{S_i}{l_i}} \end{aligned} \right\} (1)$$

де S_i – найбільше навантаження i -ої лінії, кВ·А;

l_i – довжина i -ої лінії радіальної мережі, км;

n – кількість радіальних ліній.

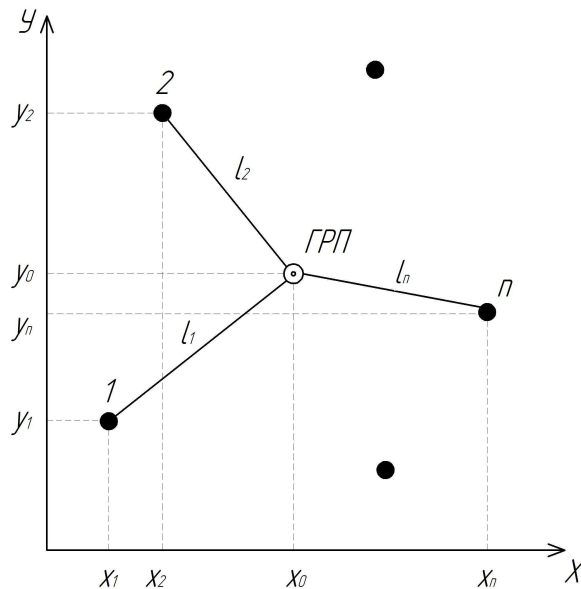


Рисунок 1 – Схема розміщення трансформаторних підстанцій

Систему нелінійних рівнянь (1) можна розв'язати одним з чисельних методів, наприклад, методом ітерацій. При цьому не враховується лінія зовнішнього живлення ЦРП.

Як показали розрахунки [2], місце розташування ЦРП, визначене за умовою мінімальних витрат провідникових матеріалів на спорудження мережі, виявилось дещо зміщеним відносно центра електричних навантажень. Одержаний результат є тільки частковим розв'язком задачі оптимізації.

Інтегральним критерієм вибору місця розташування ГРП або РП радіальної нафтопромислової мережі є дисконтовані витрати на її спорудження та експлуатацію, які можна визначити як

Таблиця 1 – Вихідні дані для визначення місця оптимального розташування ГРП

| Номер підстанції | S_i , кВ·А | x_i , км | y_i , км | Марка кабеля | r_0 , Ом/км | K_0 , тис. грн/км |
|------------------|--------------|------------|------------|--------------|---------------|---------------------|
| 1 | 1810 | 0,7 | 1,5 | АСБ-95 | 0,33 | 450 |
| 2 | 1334 | 1,4 | 5,2 | АСБ-70 | 0,45 | 432 |
| 3 | 953 | 3,1 | 6,0 | АСБ-50 | 0,63 | 417 |
| 4 | 1810 | 5,3 | 3,3 | АСБ-95 | 0,33 | 450 |
| 5 | 1334 | 4,1 | 1,5 | АСБ-70 | 0,45 | 432 |

$$B_{dc} = \sum_{i=1}^n B_{0i} l_i = \sum_{i=1}^n B_{0i} \sqrt{(x_0 - x_i)^2 + (y_0 - y_i)^2}, \quad (2)$$

де B_{0i} – питомі дисконтовані витрати на одиницю довжини i -ої лінії;

Питомі дисконтовані витрати на 1 км i -ої лінії виразимо згідно з [3] за виразом

$$B_{0i} = \left(\frac{\alpha_e \%}{100E} + 1 \right) K_{0i} + \frac{S_i^2}{U_i^2 E} r_{0i} \tau \cdot 10^{-3}, \quad (3)$$

де α_e – норма відрхувань на технічне обслуговування та ремонт лінії, %;

U_i – номінальна напруга i -ої лінії, кВ;

K_{0i} – питома вартість спорудження i -ої лінії, грн/км.

r_{0i} – погонний активний опір i -ої лінії, Ом/км;

τ – купівельна вартість електроенергії на вході електричної мережі, грн/кВт·год;

E – норма дисконту, яку визначають з врахуванням процентної ставки Національного банку України для довготермінових вкладів, інфляційних процесів, ступеня ризику інвесторів і рівня ліквідності обладнання [5].

Довжину i -ої лінії l_i визначимо за формулою

$$l_i = \sqrt{(x_0 - x_i)^2 + (y_0 - y_i)^2}, \quad (4)$$

де x_0 та y_0 – координати шуканої точки.

У дисконтованих витратах врахуємо тільки вартість ліній електропередавання без вартості ГРП (РП).

Для знаходження координат x_0 та y_0 , що відповідають мінімуму дисконтованих витрат, знайдемо часткові похідні функції (2) за координатами x_0 , y_0 та прирівняємо їх до нуля:

$$\left. \begin{aligned} \frac{\partial B_{dc}}{\partial x_0} &= \sum_{i=1}^n \frac{B_{0i} (x_0 - x_i)}{\sqrt{(x_0 - x_i)^2 + (y_0 - y_i)^2}} = 0; \\ \frac{\partial B_{dc}}{\partial y_0} &= \sum_{i=1}^n \frac{B_{0i} (y_0 - y_i)}{\sqrt{(x_0 - x_i)^2 + (y_0 - y_i)^2}} = 0. \end{aligned} \right\} \quad (5)$$

Розв'язавши систему рівнянь (5) відносно x_0 та y_0 , одержимо:

$$\left. \begin{aligned} x_0 &= \frac{\sum_{i=1}^n \frac{B_{0i} x_i}{l_i}}{\sum_{i=1}^n \frac{B_{0i}}{l_i}}; \\ y_0 &= \frac{\sum_{i=1}^n \frac{B_{0i} y_i}{l_i}}{\sum_{i=1}^n \frac{B_{0i}}{l_i}}. \end{aligned} \right\} \quad (6)$$

Систему нелінійних алгебричних рівнянь (6) можна розв'язати методом простої ітерації. Як перше наближення можна використати координати центра електричних навантажень:

$$\left. \begin{aligned} x'_0 &= \frac{\sum_{i=1}^n S_i x_i}{\sum_{i=1}^n S_i}; \\ y'_0 &= \frac{\sum_{i=1}^n S_i y_i}{\sum_{i=1}^n S_i}. \end{aligned} \right\} \quad (7)$$

Визначивши значення x'_0 , y'_0 , підставимо їх в праву частину рівнянь (6) замість x_0 та y_0 . Одержані при цьому уточнені значення x_0 та y_0 знову підставимо в рівняння (6). Розрахунок повторюємо до тих пір, поки різниця між одержаними значеннями координат на останньому кроці ітерації та їх попередніми значеннями стане меншою від заданої точності розрахунку. При значній кількості підстанцій розрахунок доцільно виконувати з використанням комп'ютера.

Для розв'язання задачі потрібно попередньо вибрати переріз проводів, кількість паралельних кіл і визначити питомі параметри ліній, після чого слід розв'язати систему рівнянь (6).

Для прикладу, визначимо місце оптимального розташування ГРП (РП) за мінімумом дисконтованих витрат для вихідних даних, наведених у табл. 1.

Розподільча мережа номінальною напругою $U_{ном} = 10$ кВ виконана кабелем АСБ з алюмінієвими жилами. Вартість електроенергії $C_{ex} = 0,8$ грн / кВт·год, час використання найбільшого навантаження $T_{ноб} = 4700$ год. Питома вартість ліній K_0 визначена згідно з [6] шляхом перерахунку валюти Росії за курсом національного банку України. Норма експлуатаційних відрахувань $\alpha_e = 3,8\%$, норма дисконту $E = 0,2$.

За формулами (7) розраховуємо координати ЦЕН $x'_0 = 2,921$ км, $y'_0 = 3,224$ км, після чого для заданих вихідних даних згідно з виразами (6) визначаємо координати оптимального розміщення ГРП (РП) за умовою мінімальних дисконтованих витрат без врахування зовнішнього живлення: $x_0 = 3,104$ км, $y_0 = 3,438$ км. При цьому не враховано лінію зовнішнього живлення, довжина якої залежить від місця розташування ГРП (РП). Від довжини цієї лінії, вибраного перерізу її проводів і номінальної напруги залежатимуть сумарні дисконтовані витрати на спорудження та експлуатацію розподільчої мережі. Тому оптимізація координат розміщення ГРП (РП) повинна здійснюватися з врахуванням зовнішнього живлення.

З метою врахування зовнішнього живлення додатково введемо $n + 1$ вузол, який відповідає місцю розташування джерела живлення (ДЖ). Потужність, яка передається від цього вузла до ГРП, дорівнює сумарній потужності навантажень підстанцій $S_{n+1} = \sum_{i=1}^n S_i$. Номінальна напруга цієї лінії може відрізнятись від номінальної напруги розподільчої мережі у випадку спорудження ГРП, або дорівнювати номінальній напрузі мережі у разі спорудження розподільчого пункту (РП). Тому внесемо наступні зміни у вираз (1), врахувавши лінію зовнішнього живлення ділянки $(n+1)$:

$$B_{dc} = \sum_{i=1}^n B_{0i} l_i + B_{0(n+1)} l_{(n+1)}, \quad (8)$$

де $B_{0(n+1)} = \left(\frac{\alpha_e \%}{100E} + 1 \right) K_{0(n+1)} + C \frac{S_{n+1}^2}{(U_{ном}^{n+1})^2 E} \times r_{0(n+1)} \tau \cdot 10^{-3}$ – питомі дисконтовані витрати на спорудження та експлуатацію лінії зовнішнього живлення;

$U_{ном}^{n+1}$ – номінальна напруга лінії зовнішнього живлення;

$l_{(n+1)}$ – довжина лінії зовнішнього живлення.

У результаті мінімізації функції (8) одержимо:

$$\left. \begin{aligned} x_0 &= \frac{\sum_{i=1}^n \frac{B_{0i} x_i}{l_i} + \frac{B_{0(n+1)} x_{n+1}}{l_{n+1}}}{\sum_{i=1}^n \frac{B_{0i}}{l_i} + \frac{B_{0(n+1)}}{l_{n+1}}}; \\ y_0 &= \frac{\sum_{i=1}^n \frac{B_{0i} y_i}{l_i} + \frac{B_{0(n+1)} y_{n+1}}{l_{n+1}}}{\sum_{i=1}^n \frac{B_{0i}}{l_i} + \frac{B_{0(n+1)}}{l_{n+1}}}. \end{aligned} \right\} \quad (9)$$

Оцінимо економічний ефект від розміщення ГРП (РП) в точці, що відповідає мінімуму дисконтованих витрат порівняно з варіантом розміщення ГРП (РП) в центрі електричних навантажень.

Визначення оптимального розміщення РП з врахуванням лінії зовнішнього живлення напругою 10 кВ.

Для попереднього прикладу задамо координати ДЖ $x_6 = 7$ км, $y_6 = 8$ км. Сумарне навантаження лінії живлення становитиме 7241 кВА.

Якщо живлення РП здійснюється на напрузі 10 кВ, то лінія зовнішнього живлення повинна бути виконана двома кабелями АСБ-185 із загальним питомим опором $r_0 = 0,082$ Ом/км і питомою вартістю двоколової лінії $K_0 = 880$ тис. грн/км.

На рис. 2 зображена поверхня значень функції дисконтованих витрат залежно від місця розташування РП.

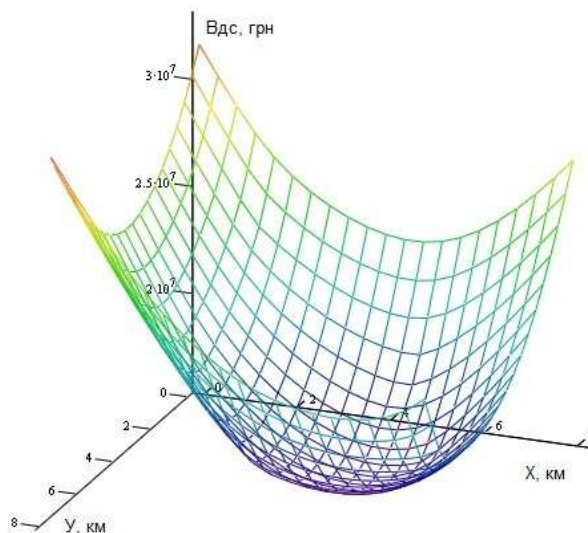


Рисунок 2 – Поверхня функції дисконтованих витрат для лінії 10 кВ

Визначимо місце оптимального розташування РП за мінімумом дисконтованих витрат

Таблиця 2 – Порівняльні показники варіантів живлення ГРП (РП)

| Варіант розрахунку координат оптимального розташування ГРП (РП) | Розташування ГРП (РП) в ЦЕН | Розташування ГРП (РП) за умовою мінімуму дисконтованих витрат | | |
|---|-----------------------------|---|------------|----------------------|
| | $V_{дс}$, млн. грн. | x_0 , км | y_0 , км | $V_{дс}$, млн. грн. |
| Без врахування лінії зовнішнього живлення | 7,858 | 3,104 | 3,438 | 7,827 |
| Із врахуванням лінії зовнішнього живлення напругою 10 кВ | 17,78 | 4,118 | 4,922 | 15,85 |
| Із врахуванням лінії зовнішнього живлення напругою 35 кВ | 10,93 | 3,446 | 3,93 | 10,61 |

$x_0 = 4,117$ км, $y_0 = 4,922$ км. Дисконтовані витрати при цьому становлять 15,87 млн. грн.

Якщо ж розмістити РП в центрі електричних навантажень з координатами $x'_0 = 2,921$ км, $y'_0 = 3,224$ км, то дисконтовані витрати становитимуть 17,78 млн. грн.

Отже, неврахування лінії зовнішнього живлення призводить до неправильного визначення місця розташування РП, а дисконтовані витрати при розташуванні РП в ЦЕН зростають на 12% порівняно з оптимальним варіантом.

Визначення оптимального розміщення ГРП з врахуванням лінії зовнішнього живлення напругою 35 кВ.

Розглянемо варіант, коли лінія зовнішнього живлення має вищу номінальну напругу 35 кВ. При цьому для зовнішнього живлення виберемо повітряну лінію з проводом АС-120, для якого питомий опір $r_0 = 0,25$ Ом/км і питома вартість $K_0 = 300$ тис. грн/км.

На рис. 3 наведено поверхню значень функції дисконтованих витрат залежно від розташування ГРП.

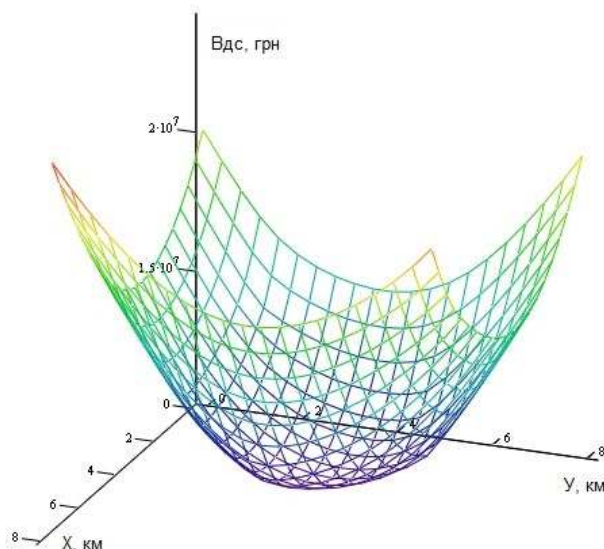


Рисунок 3 – Поверхня функції дисконтованих витрат для лінії 35 кВ

Визначимо координати ГРП за умовою мінімальних дисконтованих витрат $x_0 = 3,446$ км, $y_0 = 3,93$ км. Дисконтовані витрати становитимуть 10,61 млн. грн.

Якщо ж розташувати ГРП в центрі електричних навантажень, то дисконтовані витрати становитимуть 10,93 млн. грн.

В табл. 2 наведено результати розрахунку для різних варіантів живлення підстанцій розподільчої мережі.

Схеми оптимальних варіантів розподільчої мережі з врахуванням ліній зовнішнього живлення наведено на рис. 4. На цих рисунках показані лінії рівня функції дисконтованих витрат, що дає підстави зробити висновок про пологість функції в околі оптимального значення. Тому остаточне місце розташування ГРП (РП) можна зміщувати відносно оптимального з врахуванням технічних можливостей і заданих обмежень. При цьому за лініями рівня можна проаналізувати зміну величини дисконтованих витрат відносно оптимального значення.

Запропонована методика може бути використана також для вирішення інших задач, наприклад, для визначення місця розміщення районних знижувальних підстанцій, підстанцій глибокого вводу тощо.

Висновки

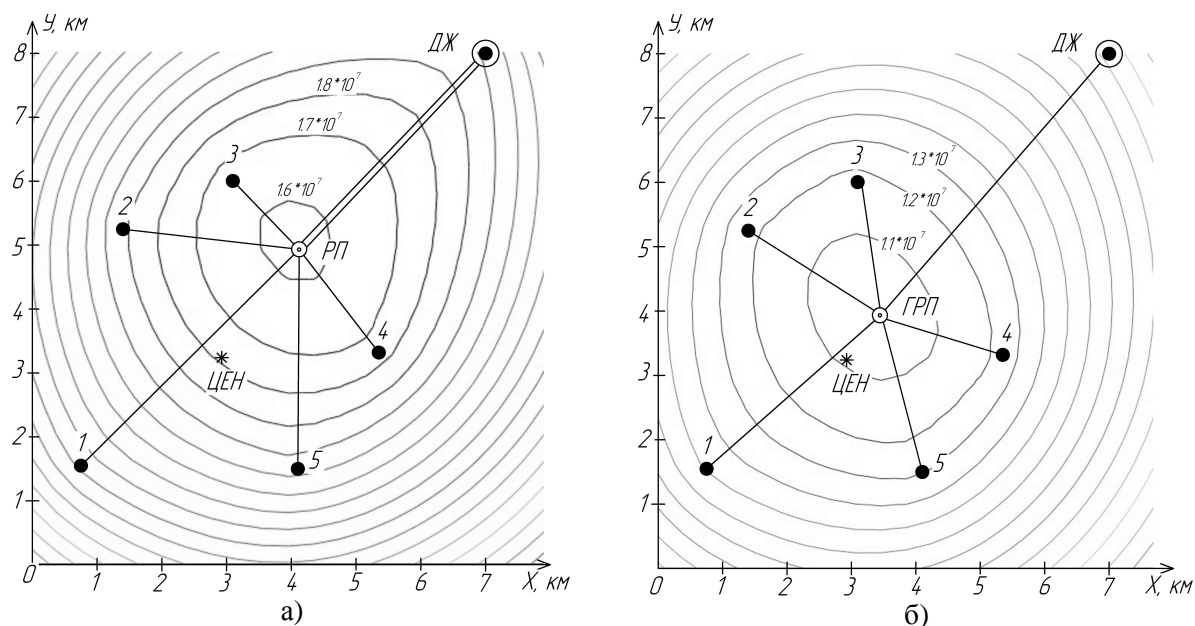
Основним критерієм ефективності капіталовкладень при визначенні місця оптимального розташування ГРП (РП) для споживачів електроенергії є дисконтовані витрати.

Місце розташування ГРП (РП) потрібно визначати з врахуванням лінії зовнішнього живлення.

За однакових номінальних напруг розподільчої мережі і лінії зовнішнього живлення оптимальним за умовою мінімальних дисконтованих витрат є розміщення РП в точці, значно зміщеній відносно ЦЕН в напрямку джерела живлення.

Якщо номінальна напруга лінії зовнішнього живлення вибрана вищою від номінальної напруги розподільчої мережі, то координати ГРП практично збігаються з центром електричних навантажень.

Оскільки цільова функція є пологою в околі оптимального розв'язку, то можливе розта-



а – живлення РП двоковою кабельною лінією 10 кВ;
б – живлення ГРП повітряною лінією 35 кВ

Рисунок 4 – Схеми оптимального розміщення ГРП (РП) з нанесеними лініями рівня дисконтованих витрат

шування ГРП (РП) у межах лінії рівня з незначним зростанням величини дисконтованих витрат.

Вибір остаточної схеми живлення слід виконувати на підставі техніко-економічного порівняння варіантів з врахуванням всіх витрат на спорудження ліній і ГРП (РП).

Література

1 Методика определения экономической эффективности капитальных вложений в энергетику: ГКД-340000002-97. [Чинна від 1997]. – К.: Минэнерго Украины, 1997. – 103 с.

2 Романюк Ю. Ф. О выборе места оптимального расположения центральной распределительной трансформаторной подстанции / Ю. Ф. Романюк, С. С. Шнерх // Электрические сети и системы. – 1972. – Вып. 11. – С. 138-141.

3 Романюк Ю.Ф. Электричні системи та мережі: навч. посібник / Ю.Ф.Романюк. – К.: Знання, 2007. – 292 с.

4 Рокотян С.С. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / С.С. Рокотян, И.М. Шапиро. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 352 с.

5 Суходоля О. М. Економічна оцінка ефективності інноваційних проектів (енергозберігаючих заходів) / О.М.Суходоля // Електропанорама. – 2002. – № 5. – С. 37-40.

6 Укрупненные показатели стоимости сооружения (реконструкции) подстанций 35-750 кВ и линий электропередачи напряжением 6, 10-750 кВ: СТО 56947007-29.240.014 – [Чинний від 18.04.2008] – 2008. - 13 с. – (Стандарт организации ОАО РАО «ЕЭС России»).

Стаття надійшла до редакційної колегії
07.09.12

Рекомендована до друку професором
Костишиним В.С.

Наука — виробництву

УДК 551.7

БУДОВА ТА ФАЦІАЛЬНІ ОСОБЛИВОСТІ ЛІТОЛОГІЧНО-ЕКРАНОВАНОГО ПОКЛАДУ ПРОДУКТИВНОГО ГОРИЗОНТУ Г-6² КОБЗІВСЬКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО РОДОВИЩА

С. Кривуля, А. Лагутін, А. Загороднов, О. Горяйнова, С. Поверенний

Український науково-дослідний інститут природних газів,
61010, м. Харків, Красношкільна набережна, 20, e-mail: ukrniigaz@ukrpost.net

Наведено загальні відомості про Кобзівське родовище, що є складним за своєю геологічною будовою і великим за кількістю видобувних запасів газу. Стисло охарактеризовано його тектонічну будову та фаціальні, літофізичні й петрографічні властивості порід колекторів та порід покришок. Газоносність родовища пов'язана з відкладами ассельського та гжельського ярусів нижньої пермі та верхнього карбону. В продуктивній товщі виділено 15 горизонтів, які складені вкрай невитриманими колекторами з плямистим розповсюдженням по латералі, що обумовило наявність існування 37-ми не пов'язаних між собою покладів газу з різними рівнями газоводяних контактів. Виявлено, що їх розташування, в основному, контролюється літологічним фактором, тому поклади газу, як правило, літологічно екрановані або літологічно обмежені.

Основним за запасами є горизонт Г-6² картамиських відкладів верхнього карбону (С₃к_т). На його прикладі проаналізовано умови формування неантиклінальної літологічно екранованої пастки вуглеводнів. Побудовано літофаціальну карту-схему, де виділені ділянки розвитку відкладів глибоководної затоки, авандельти та дельти. В межах дельтових рівнин виявлено ділянки боліт та озер. Розглянуто умови формування осадових, визначено напрямки переміщення терригенного матеріалу. Доведена можливість формування достатньо великих покладів вуглеводнів у неантиклінальних пастках, що підтверджує перспективність проведення пошуково-розвідувальних робіт на схилах відомих антиклінальних структур, а також на схилах западини.

Ключові слова: відклади, керн, гама-каротаж, терригенний матеріал, течія.

Приведены общие сведения о Кобзевском месторождении, которое имеет сложное геологическое строение и является крупным по количеству добываемых запасов газа. Приведена краткая характеристика его тектонического строения и охарактеризованы фациальные, литофизические и петрографические свойства пород коллекторов и пород покрышек. Газоносность месторождения связана с отложениями ассельского и гжельского ярусов нижней перми и верхнего карбона. В продуктивной толще выделено 15 горизонтов, которые сложены очень невыдержанными коллекторами с пятнистым распространением по латерали, что обусловило наличие существования 37-ми несвязанных между собой залежей газа с разными уровнями газоводяных контактов. Выявлено, что их расположение в основном контролируется литологическим фактором, поэтому залежи газа, как правило, литологически экранированы или литологически ограничены.

Основным по запасам является горизонт Г-6² картамышских отложений верхнего карбона (С₃к_т). На его примере проанализированы условия формирования неантиклинальной литологически-экранированной ловушки углеводородов. Построена литофациальная карта-схема, где выделены участки развития отложений глубоководного залива, авандельты и дельты. В пределах дельтовой равнины выделены участки болот и озёр. Рассмотрены условия формирования осадков, определены направления перемещения терригенного материала. Доказана возможность формирования достаточно крупных залежей углеводородов в неантиклинальных ловушках, что подтверждает перспективность проведения поисково-разведочных работ на склонах известных антиклинальных структур, а также на склонах впадины.

Ключевые слова: отложения, керн, гамма-каротаж, терригенный материал, течение.

The general data of the Kobzivske gas-condensate field, which has a complex geological structure and is the largest by produced gas are presented. A brief description of its tectonic structure and characteristics of facial, lithophysical and petrographical properties of container rocks and cap rocks are given. Gas bearing capacity of field is associated with deposits of Asselian and Gzhelian stages of Lower Permian and Upper Carboniferous. In the productive strata there had been singled out 15 horizons that are stacked by very irregular collectors with plaque spread laterally, resulting the existence of 37 unrelated gas deposits with different levels of gas-water

contact. It was found that their position is largely controlled by an lithological factor, so gas deposits are generally lithologically screened or lithologically limited.

The main reserves horizon is G-6² of Kartamish sedimentation of the Upper Carboniferous (C₃kt).

The formation conditions of the non-anticline lithologically screened hydrocarbons trap had been analysed by an example of its productive horizon. The lithofacies map-scheme of allocated zones of deposits deep bay, delta front and delta had been created. The areas of swamps and lakes had been highlighted within the delta plain. The conditions of sedimentation had been considered, the directions of movement of terrigenous material had been determined. The formation possibility of the quite large hydrocarbon deposits in the non-anticline traps had been proved. That confirm out the prospects of the searching and prospecting gas deposits on the slopes and plunges of the known anticline structures and on the slopes of the hollows as well.

Key words: deposits, core, gamma-survey, terrigenous material, current.

Кобзівське газоконденсатне родовище (ГКР) розташоване на території Красноградського та Кегичівського районів Харківської області. В тектонічному відношенні родовище приурочене до приосьової частини центрального грабену Дніпрово-Донецької западини (ДДЗ) і є західним елементом Кобзівсько-Мечебилівського антиклінального валу, вздовж осі якого умовно трасується границя між південною приобтовою зоною та центральним грабеном у східній частині ДДЗ, а саме до валоподібного схилу, який гіпсометрично підіймається від Октябрського до Кегичівського підняття.

Кобзівська структура по відбиваючих горизонтів палеозою являє собою брахіантикліналь субширотного простягання. Південне крило занурюється в Григорівський синклінальний прогин, а північне – на північний захід в Південно-Соснівський прогин та утворює сідло, що на північному сході відокремлює Кобзівську структуру від Кегичівського підняття.

Західна перикліналь вузька та довга, занурюється в бік сідла, що відокремлює Кобзівську складку від північних схилів Октябрського підняття. Східна перикліналь коротка та широка, занурюється в бік Сахновщанського структурного виступу.

Зі зменшенням глибин склепіння складки дещо зміщується у північно-східному напрямку. Одночасно зменшується глибина сідловини, що розділяє Кобзівське та Кегичівське підняття, яка у відкладах верхнього карбону зникає, і по них та вищезалегаючих відкладах нижньої пермі на Кобзівській площі зафіксовано лише структурний ніс субширотного простягання. По підшві відкладів микитівської світи нижньої пермі (відбиваючий горизонт IV Г₂, вапняк Q₈) ніс має розміри приблизно 16 x 8 км з невеликою антиклінальною в районі свердловини 4 амплітудою 16 м та розміром в межах замкненої ізогіпси -3175 м – 5,5 x 1,75 м. (рисунок 1). На рівні картаміських відкладів для Кобзівської структури характерна відсутність тектонічних порушень. Незначні розміри антикліналі та відсутність тектонічних екранів начебто обумовлюють існування малих за розмірами склепінних покладів. Однак, для Кобзівського родовища виявилось характерним наявність існування великих за площею покладів, що «виходять» за межі склепіння. Часто вони розташовані в західній зануреній частині площі, яка гіпсометрично розкривається на сході і своїм існуванням завдячує наявності літологічних екранів.

В період 1962-1981 рік в склепінній та присклепінній частинах структури було пробу-

рено вісім пошукових свердловин, сім з яких були ліквідовані без опускання експлуатаційної колони, а одна (№ 4), що розташована в апікальній частині структури, при випробуванні дала непромисловий приплив і також була ліквідована.

В 2000 році Український науково-дослідний інститут природних газів (УкрНДІГаз) склав проект пошуково-розвідувального буріння на Кобзівській площі. [2]. В 2002 році було відкрито родовище, коли при випробуванні свердловини 10 з картаміських відкладів (Р₁kt, гор. А-6-7-8) отримали приплив газу дебітом 47,5 тис. м³/добу на 4 мм діафрагмі. Подальше буріння не тільки підтвердило газоносність цих горизонтів, а й горизонту А-5 і, що найважливіше, довело високу продуктивність горизонту Г-6² (С₃kt), з якого отримано припливи газу дебітом до 300-400 тис. м³/добу на 8 мм діафрагмі. Слід наголосити, що пісковик, який утримує поклад горизонту Г-6², в склепінній частині структури заміщується аргілітом. Це робить поклад літологічно – екранованим і пояснює, чому розвідка склепінної частини родовища в 1962-1981 роки не виявила цей високопродуктивний горизонт.

Станом на 01.01.2011 р. в межах Кобзівського родовища пробурено 83 свердловини, з яких 33 – пошукові та розвідувальні, а 50 – експлуатаційні. За даними цих свердловин в 2011 році була складена та захищена в ДКЗ геолого-економічна оцінка (ГЕО) запасів вуглеводнів (ВВ) родовища [3].

За кількістю початкових видобувних запасів вільного газу 31 547 тис. т умовного палива родовище відноситься до великих.

Відсутність диз'юнктивних порушень обумовлює просту тектонічну будову родовища. Однак розріз відкладів Р₁-С₃ містить велику кількість прошарків пісковиків та алевролітів, які мінливо розповсюджені як по розрізу, так і по площі, мають невитримані товщини та різні колекторські властивості. Це – відсутність у розрізі, який вивчається, надійних стратиграфічних реперів (окрім вапняків Q_{8,10}), а також значні розміри Кобзівської площі і високий поверх газоносності, що робить родовище складним за своєю геологічною будовою.

Газоносність родовища пов'язана з відкладами ассельського та гжелського ярусів нижньої пермі та верхнього карбону. Ассельський ярус представлений відкладами картаміської (мелиховська ритмопачка) та микитівської (низи святогірської ритмопачки) світ. Порооди ярусу відкладались в умовах прибережного мілководдя

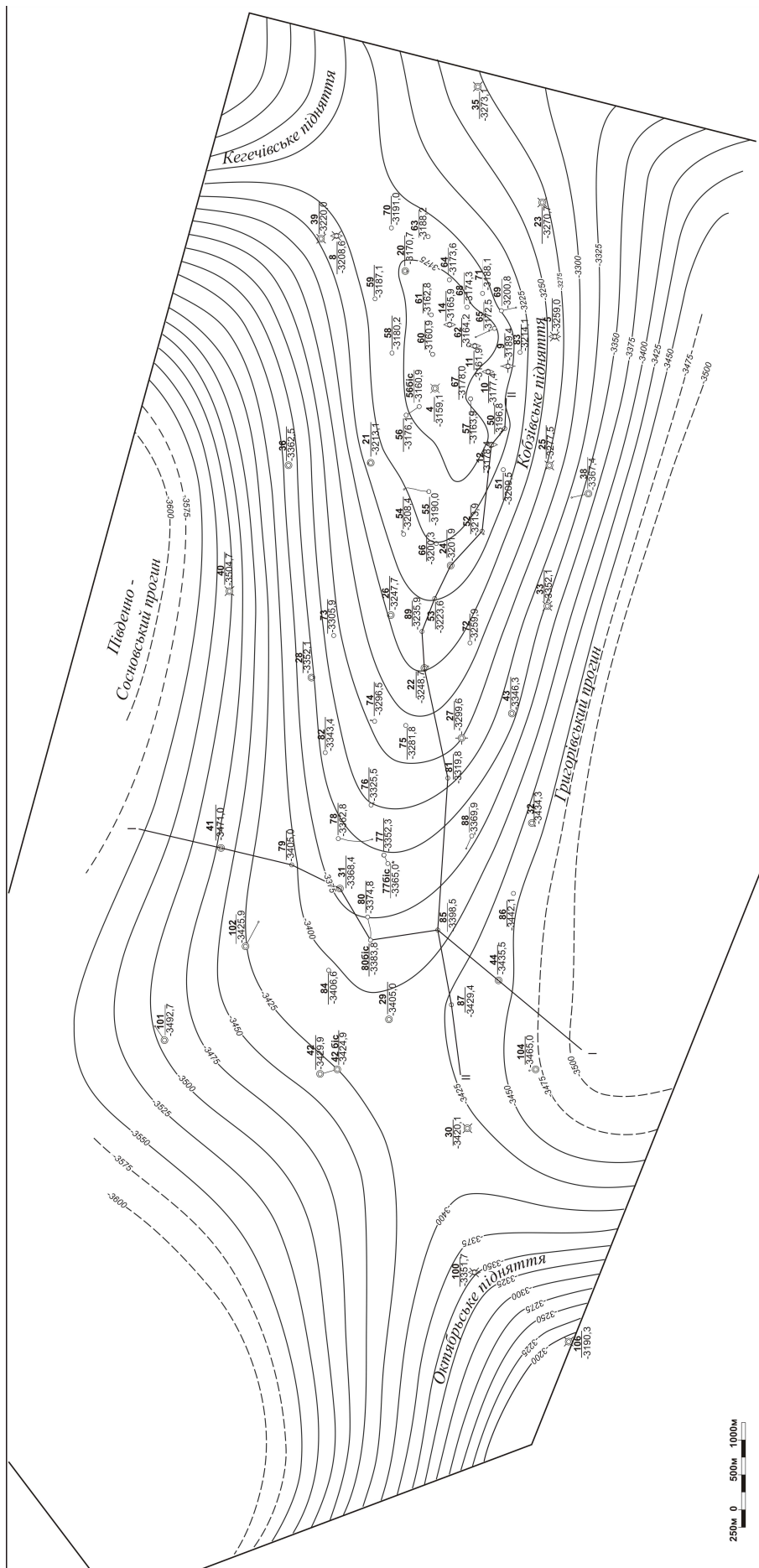


Рисунок 1 – Структурна карта по відбиваючому горизонту IVt2 (вапняк Q8)

(приливно-відливна фація). Гжельський ярус представлений араукаритовою світою та низами картамиською світи. Породи ярусу відповідають фаціям чергування вивітрюваних тимчасових водотоків та пляжевих прибережно-морських відкладів.

В продуктивній товщі за даними випробування і промислово-геофізичних досліджень свердловин виділено 15 продуктивних горизонтів, які містять газоконденсатні поклади, що приурочені до товщі теригенних порід нижньої перми: горизонти А-5¹, А-5² (Р₁nk), А-6¹, А-6², А-6³, А-7¹, А-7², А-8¹, А-8² (Р₁kt) та верхнього карбону: горизонти Г-6¹, Г-6², Г-6³, Г-6⁴ (С₃kt), Г-7¹, Г-7² (С₃³), з яких припливи газу не отримані тільки з горизонтів Г-7¹, Г-7². Поверх газоносності складає близько 657 метрів між найнижчим рівнем ГВК в продуктивному горизонті Г-6² та покрівлею найвищого виділеного за ГДС газоносного пласта продуктивного горизонту А-5¹ в свердловині 67.

Слід зазначити, що виділені продуктивні горизонти складені переважно вкрай невитриманим колектором з плямистим розповсюдженням по латералі, що обумовило наявність існування в кожному з продуктивних горизонтів окремих не пов'язаних між собою покладів газу з різними рівнями газо-водяних контактів (ГВК). Проаналізувавши розташування покладів вуглеводнів по площі, можна зробити висновок, що структурний фактор не є вирішальним, тобто поклади, як правило, не приурочені до склепінної частини структури - їх розташування, в основному, контролюється літологічним фактором і поклади ВВ є літологічно екранованими або літологічно обмеженими.

Наявність різних рівнів ГВК обумовило при складанні ГЕО прийняти багатопластову модель покладу. Породи-покришки, що ізолюють лінзовидні поклади газу, представлені аргілітами, глинами аргілітоподібними та пачками перешарування алевролітів з глинами аргілітоподібними чи аргілітами. В цьому випадку товщини прошарків однієї різниці коливаються від міліметрів до 0,8-1,0 м. В керні товщини глинистих порід складають 1-8 м, в поодиноких випадках – до 15-20 м. При порівнянні з короткими діаграмами виявлено, що потужність даних пластів коливається в межах 10-30 м. Здебільшого це коричнево-бурі, рідше коричнево-сірі, ще рідше строкато-барвисті породи з вмістом алевритового домішку, кількість якого мінлива: від одиниць відсотків до 20-40 відсотків. Чисті, тонко відмучені глинисті породи зустрічаються рідко. Фаціально ці відклади представлені осадами, які виникли в умовах континентальних заплів та лагун.

Помітної різниці між асельськими чи гжельськими глинистими породами по керну візуально не помічено. Не відзначається витримки ущільнення глинистих порід у зв'язку з глибиною залягання в розрізі. Так, в одній свердловині у верхній частині в асельських відкладах можуть бути аргіліти, а нижче – глини аргілітоподібні. Час розмокання глини різний, іноді вони розмокали дуже швидко – протягом 10

хвилин, а іноді впродовж доби спостерігалися ледь помітні ознаки розмокання. У випадку, коли глинисті породи не розмокали протягом доби, їх відносили до аргілітів. Пористість аргілітоподібних глини коливається в межах 4-18%, в середньому 7-9%, пористість аргілітів становить 2-10%, в середньому 4-7%, які за екрануючими властивостями відносяться до класів С та В за класифікацією А. А. Ханіна 1968 року з проникністю по газу 10⁻⁸ та 10⁻⁷ мкм².

Породи колектори складені пісковиками з пористістю за даними керну 8,8-17%, газопроникністю 0,25 – 261*10⁻¹⁵ м².

Основним продуктивним горизонтом родовища є горизонт Г-6², колектор якого вміщує близько 60% початкових видобувних запасів родовища (кодів класів 111+122). На відміну від усіх інших покладів, цей має витриманий характер розповсюдження по площі. За нашими уявленнями, поклад займає західну перикліналь Кобзівського підняття і через сідловину простягається до північних схилів Октябрського підняття. Загальна площа для всіх класів запасів складає 112 км², з яких на поле запасів з промисловим значенням (класи 111+122) припадає 77 км². З півночі та півдня поклад обмежений умовним газоводяним контактом, що розрахований на підставі випробування св.22 (рис. 2), а із заходу та сходу поклад обмежено лінією літологічного ущільнення порід, положення якої відповідає ізолінії пористості 8,8% (рис. 3). Саме така пористість визначена, як гранична між колектором та неколектором.

За даними геофізичних досліджень свердловин пористість колектора горизонту Г-6² коливається від мінімальної – 8,8% до максимальної – 18,2%. Максимальні значення ефективних товщин складають 12-14 метрів, а в підрахунок запасів було прийняте середньозважене значення – близько 8 метрів.

За даними аналізу керну пісковики горизонту Г-6² переважно коричнево-бурі, іноді (особливо у тонкозернистих різницях) з сірозеленуватими плямами. Структурно змінюються від тонко- до різно-грубозернистих, часто гравелісті, у окремих прошарках переходять у гравеліто-пісковик. На відміну від картамиської світи загалом, тонко-дрібнозернисті пісковики не є домінуючими - більш значну роль відіграють крупнозернисті різниці. Зустрічається галька аргіліту, іноді кварцу та кременю; найбільш крупна (до 0,5х6 см) сплюснена галька представлена бурим аргілітом.

За мінеральним складом пісковики полімікротекстурні, частіше граувакові, вміст кварцу – 60-75%; плагіоклазу – 20-35%, польових шпатів – 5-10%. Мікротекстурні безладні, обкатаність переважно середня (від кутуватих до добре обкатаних). Уламки порід представлені мікрокварцитами, кременями, уламками глинистих порід і алевролітів, можливо сланців. Кварц з нормальним і хвилястим загасанням, досить часто проявлені регенераційні облямівки. Польові шпати представлені плагіоклазами, зазвичай гідрослюдованими, іноді мікроклином. У невеликій кіль-

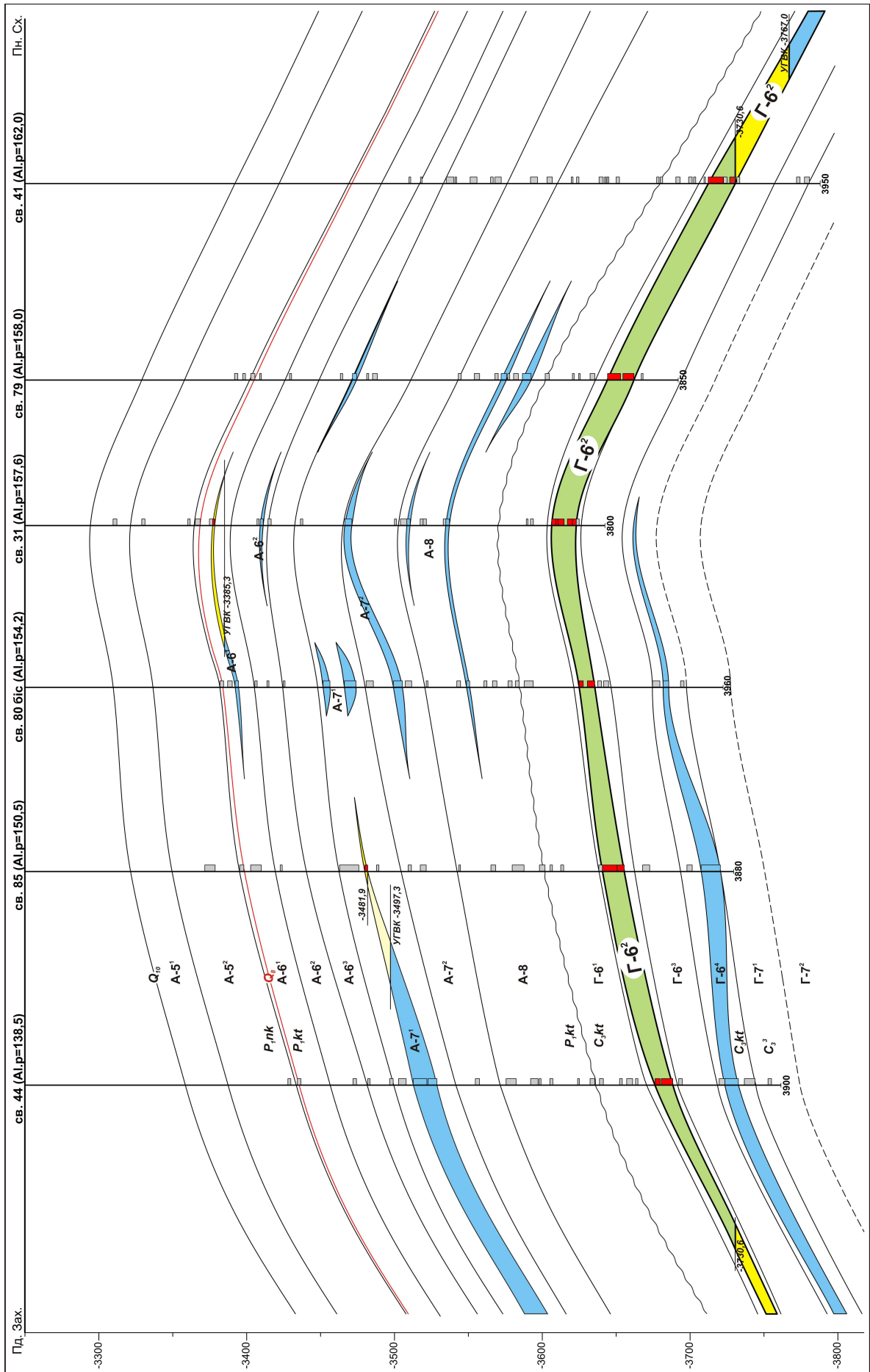


Рисунок 2 – Геолого-геофізичний профіль вздовж лінії І-І

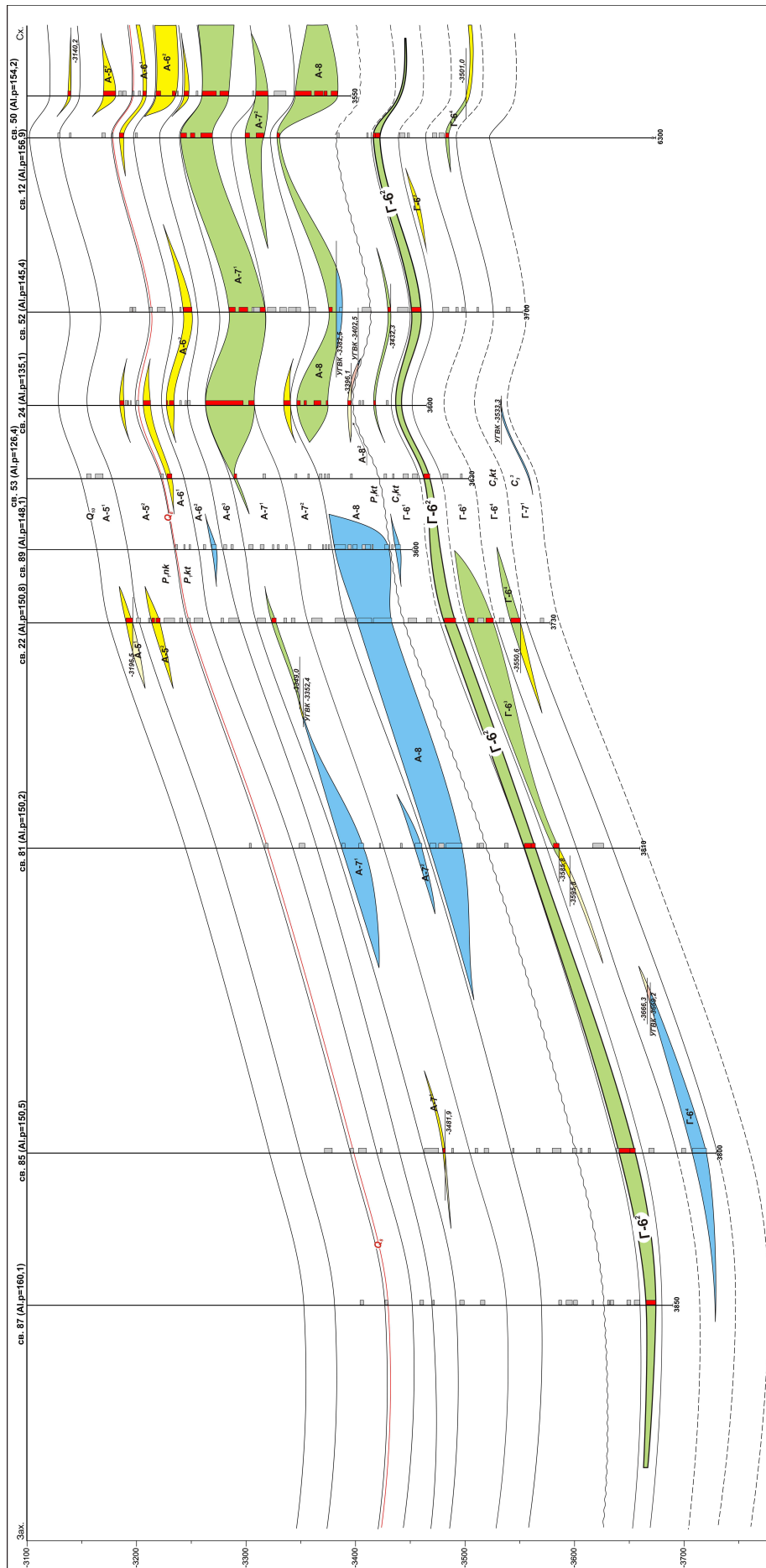


Рисунок 3 – Геолого-геофізичний профіль вздовж лінії ІІ-ІІ

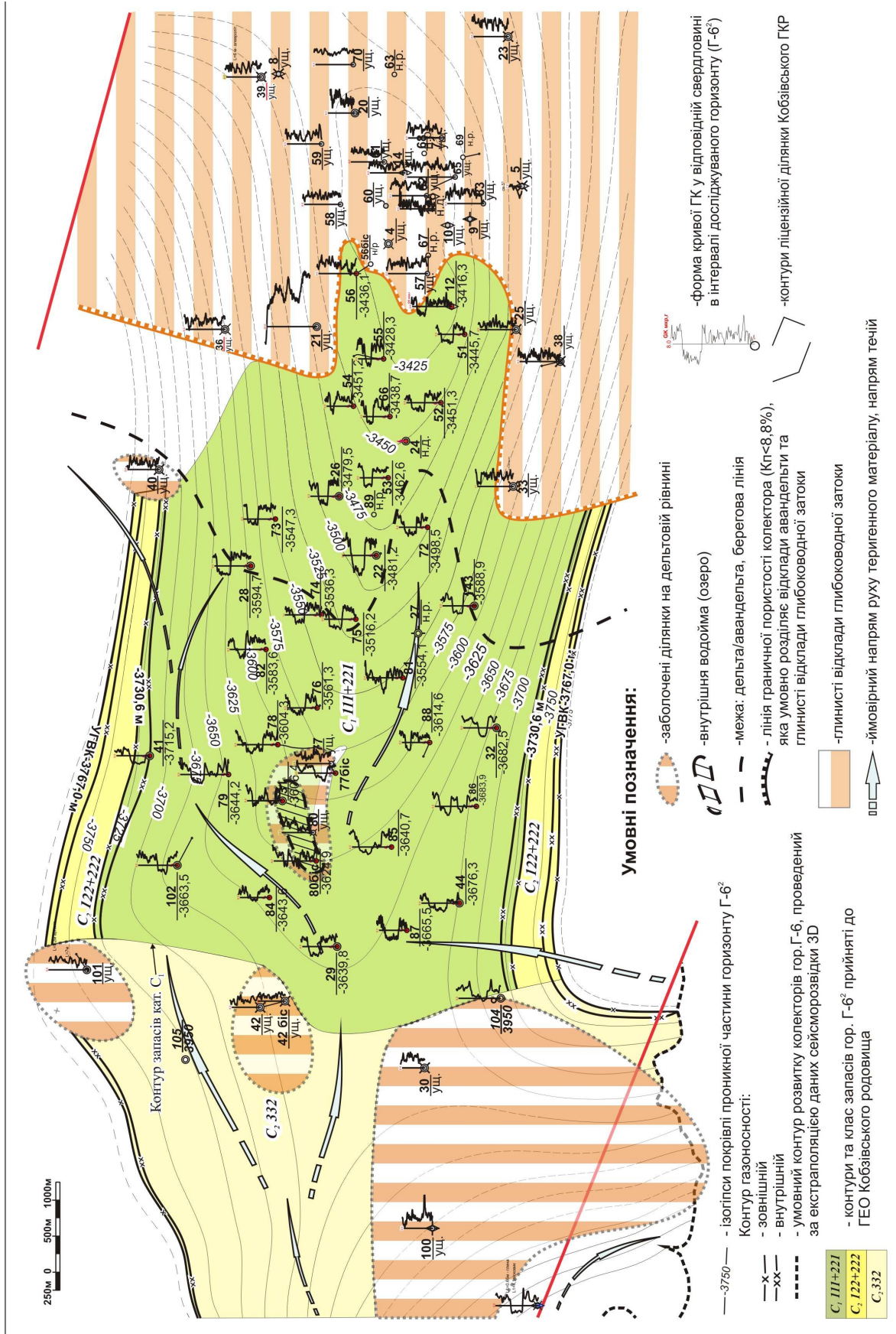


Рисунок 4 – Літолого-фаціальна карта-схема продуктивного горизонту Г-6

кості присутні дрібні листки гідратованого мусковіту та рудний мінерал.

Цементи пісковиків звичайно глинисті, іноді доломіто- і вапняно-глинисті. Міцність цементації середня та низька. Цемент (20-30% площі шліфа) поровий, базально-поровий, неповнопоровий, слабо виражений регенераційно-кварцевий. Зазвичай цемент забарвлений у бурі кольори гідроокислами заліза. За мінеральним складом глинистий, гідрослюди́стий, каолініт-гідрослюди́стий, у підлеглих кількостях – кварцовий.

Шаруватість переважно навскісна, іноді перехресно-хвиляста, хвиляста. Місцями спостерігається субгоризонтальна і субвертикальна тріщинуватість.

На особливу увагу заслуговує поліміктний, оолітовий гравеліто-пісковик, відібраний у свердловині 31 в інтервалі 3774-3780 м у межах виділеної фації внутрішніх водойм. Основні структуроутворюючі зерна представлені оолітами. Розмір зерен від 0,7 до 4,3 мм, форма сферична та видовжена. Ооліти утворені, як правило, по доломітовому ядру (0,4-1,5 мм за розміром), що складено добре розкristалізованим доломітом (розмір кристалів 0,04-0,25 мм), рідко з домішкою уламків кварцу; іноді поміж кристалів кварцу і доломіту виявляється залізо-глинистий матеріал. Межі між зовнішніми оболонками нечіткі, іноді оболонка лише одна, складена розкristалізованим доломітом. Іноді спостерігається чергування оболонок, складених розкristалізованими, часто ромбічної форми кристалами доломіту розміром 0,017-0,08 мм і оболонок, що складені пелітоморфною сумішшю окислів заліза та гідрослюду з розпорошеними кристалами доломіту і поодинокими уламками кварцу. Ооліти є добрим індикатором умов осадконакопичення: це – неглибокі місця, що добре прогріті сонцем, з коливальним рухом води. Цемент оолітового пісковику базальний, складний, здебільшого розкristалізований (0,03-0,1 мм), рідше політоморфний доломітовий, також зустрічається пелітоморфний, феррогель-гідрослюди́стий цемент, нерівномірно розповсюджений по площині шліфа.

Відкрита пористість пісковиків горизонту Г-6² змінюється від 4,5 до 17,1% (різнокрупнозернистий пісковик, відібраний у свердловині 26), абсолютна газопроникність – від нижче 0,01 до $284,61 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ (середньо-крупнозернистий пісковик з $K_p=16,1\%$, відібраний у свердловині 28). На зразках з тріщинами абсолютна проникність сягає $775,83 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. За колекторськими властивостями породи Г-6² у кращих різницях можна віднести до тріщинно-порового колектору III класу, але більша частина зразків представлена колектором IV-V класу за класифікацією А.А. Ханіна. Відбудована залежність $K_{np}=f(Kn)$ для відкладів Р₁kt загалом виражена формулою $IgK_{np}=30,69Kn-3,303$ з коефіцієнтом $R=0,84(R^2=0,71)$.

Як підтверджують порометричні дослідження по зразках керну свердловини 31, основна маса колекторів мікро- і тонкопорова, меді-

анні діаметри близько 2-3 мкм. Розміри пор ледь зростають зі зростанням розміру зерна, одночасно зростає газопроникність. Водотримуюча здатність (залишкова водонасиченість) висока завдяки глинистості, і для основної маси колекторів становить 40-50%. Для розрахунку коефіцієнту газонасиченості ці значення залишкової водонасиченості використані бути не можуть, оскільки досягнуті тиски у 1,5-2 ат явно недостатні.

Зазвичай до колекторів відносять і алевроліти, під якими розуміємо бурий або коричнюватобурий структурний різновид кластогенної породи з розміром зерен 0,05-0,005 мм. Розповсюджені вони досить широко, але макроскопічно не дуже впевнено відрізняються від тонкозернистих, глинистих пісковиків та алевритистих аргілітів, тому точно оцінити їх вміст у розрізі важко. У даному випадку значущості як колекторська різниця вони вже не мають завдяки дуже дрібній пористості і значній глинистості, а як покрішка – не мають ще внаслідок збереженої залишкової проникності.

Зважаючи на те, що літологічно екранований поклад горизонту Г-6² містить 19800 тис. т умовного палива (запаси класів 111+122), що затверджені ДКЗ, саме по ньому, як приклад, розглянуто літолого-фаціальні умови формування пастки. Нами побудована літолого-фаціальна карта-схема відкладів основного продуктивного горизонту Г-6² (рисунок 4) Кобзівського родовища на підставі аналізу порід керну у пошукових та розвідувальних свердловинах родовища, де керновим матеріалом було висвітлено відповідний інтервал в стратиграфічних межах продуктивного горизонту. Крім того, через відсутність по багатьох свердловинах (насамперед експлуатаційних) відібраного кернового матеріалу до аналізу було залучено радіоактивний метод каротажу, за допомогою якого та із застосуванням методики В.С. Муромцева [4] за формою кривих гама-каротажу (ГК) оцінювалася фаціальна приналежність порід у відповідних інтервалах. Слід зазначити, що згідно з класичною методикою В.С. Муромцева для аналізу використовувалась форма кривої самочинної поляризації (ПС), але, зважаючи на погану якість запису, її використання для аналізу є неможливим. При цьому запис кривої ГК прямо корелюється із записом кривої ПС, маючи більшу амплітуду, тому використання запису кривої ГК для оцінки фаціальної належності порід в даному випадку вважаємо доцільним.

Для роботи, як вже було зазначено, взято записи кривої ГК по всіх свердловинах та увесь наявний керновий матеріал в стратиграфічних межах досліджуваного горизонту.

У склепінній частині Кобзівської структури і далі на схід: в свердловинах 36, 21, 23, 57, 25, 38, 33 та інші ГК вказує на значне підвищення радіоактивності порід, що безпосередньо залежить від їх глинистості. У свердловинах цієї частини горизонту дані каротажу підтверджуються керновим матеріалом. Так, у свердловині 33 породи відповідного інтервалу пред-

ставлені аргілітами, а в свердловині 23, яка розташована дещо східніше – засолоненими аргілітами зі слідами підводного сповзання осаду. Виходячи з цього, вважаємо, що глинисті породи фаціально належать до відкладів морської затоки.

В північно-західному напрямі на перикліналі структури непроникні породи змінюються алевро-піщаними проникними породами, які, власне, і містять газоконденсатний поклад. Форма кривих ГК у цій частині структури є досить різноманітною, що свідчить про наявність відкладів розривних течій та алювіальних відкладів меандруючих річок, які по латералі іноді чергуються з відкладами приморських болот та маршей. Загалом породи основного продуктивного горизонту Г-6² Кобзівського родовища представлені відкладами надводної та підводної частин дельти, яка утворилася при переміщенні теригенного матеріалу з південного борту ДДЗ. Щоб більш детально зорієнтуватися в фаціальній приналежності порід, в кожному конкретному випадку до аналізу залучався літологічний матеріал: аналізувався його колір, структура, іноді мінеральний склад. Непроникні породи в цій частині структури розташовані хаотично, незначними за площею ділянками і відрізняються від морських глинистих порід, в першу чергу, за кольором. Континентальні відклади мають переважно коричнево-буре, або строкате забарвлення на відміну від морських відкладів сіро-зеленого кольору. Зокрема в свердловині 40 породи високої за даними ГК глинистості не можуть бути віднесені до морських, так як в керні вони представлені у верхній частині аргілітами з тріщинами усихання, в яких вниз по розрізу збільшується зернистість аж до появи прошарків алевритового та піщаного матеріалу в підшві горизонту. Це свідчить про регресивний цикл – ріст суходолу за рахунок осаду, принесеного теригенного матеріалу. Інші ділянки непроникних глинистих порід в периклінальній частині Кобзівської структури, за даними ГК, свердловини 77-80, 42-42біс, 101, 30-100, також фаціально віднесені до заболочених ділянок дельтової рівнини, що підтверджується керном в свердловинах 30, 40, 100, 101.

Власне дельтові відклади поділяються на надводну та підводну ділянки – авандельту. Їх розподіл як за формою кривої ГК, так і за даними літологічного матеріалу є досить складним. Форма кривих ГК та гранулометричний склад осадів надводної частини дельти нагадує форму та склад рівнинних мандруючих річок. Відклади рукавів дельти перешаровуються аргілітовими чи глинистими породами континентального обрису у зв'язку зі зміною напрямку потоку, або під час його пересихання. Відклади авандельти представлені більш різкою зміною гранулометричного складу порід, що відповідно відображається на формі кривої ГК – покривельна та підшовна лінії кривої, яка відображає проникну частину пласта, майже горизонтальні. Крім того, підводним відкладам авандельти властиві сіро-зелений або сірий кольори піднятих в керні порід. Виходячи з перелічених

критеріїв, нами була проведена берегова лінія, що розділяє надводну та підводну частину дельти. Вона умовно проходить між свердловинами 32-43, 43-72, 72-24, 72-53, 72-22, 75-81, 75-76, 75-74, 74-28, 28-82, 28-40 (рисунок 4).

На особливу увагу заслуговують відклади, розкриті в даному горизонті свердловиною 31. За формою кривої ГК бачимо, що тут має місце перешарування порід різного гранулометричного складу, а з керну видно, що в розрізі присутні: аргілітова галька, пісковики, гравеліти та карбонатні оолітові пісковики. Всі ці відклади мають сіро-зелений колір, що свідчить про їх формування у водному басейні. Зважаючи на присутність оолітів можемо зробити висновок що даний водний басейн був закритим і мав застійний режим, який сприяв утворенню та росту оолітових стяжінь. Періодично дана водойма під час активізації потоків (повінь), або ж штормів поповнювалася крупнозернистим теригенним матеріалом, таким як гравій та аргілітова галька. Слід зазначити, що відклади горизонту в свердловині № 80біс за формою кривої ГК, також відносимо до відкладів закритого водного басейну, незважаючи на відсутність керового матеріалу.

Для визначення напрямків руху течій враховуємо відносну близькість південного борту ДДЗ, гранулометричний склад порід, та відповідну форму визначеної берегової лінії.

Приймаючи до уваги мінералогічний склад осадів, вважаємо, що накопичений теригенний матеріал є продуктом руйнування Українського кристалічного щита (УКЩ) і був принесений з південного борту западини. Напрямок транспортування теригенного матеріалу було два: з південного заходу, де найближче розташовується південний борт, та із заходу, де в районі Михайлівського та Ливенського газоконденсатних родовищ він досить різко повертає на північ. Західний напрям привнесення теригенного матеріалу виник у зв'язку з необхідністю пояснити механізм його розповсюдження на схід, про що свідчить берегова лінія. Привнесенням теригенного матеріалу з південного заходу не можна ігнорувати через безпосередню близькість борту. Крім того, даний напрямок руху течій зможе пояснити наявність піщано-алевритового матеріалу у відкладах відповідного горизонту на Західно-Соснівському родовищі, розташованому північніше. У межах Кобзівської структури напрямки течій та переміщення теригенного матеріалу розповсюджувалися так, як вказано на складеній літолого-фаціальній карті-схемі.

На прикладі основного продуктивного горизонту Г-6² Кобзівського родовища показано, що в зонах фаціально мінливих порід великі поклади ВВ можуть міститися не лише в загальновідомих склепінних пастках, а й на міжструктурних ділянках. Кобзівське родовище є єдиним в Україні, де в літологічно екранованій пастці розвідано досить великий пластовий поклад ВВ об'ємом в 19 800 млн м³ видобувних запасів газу. Цей факт відкриває нові перспективи для пошуків нових родовищ в неантиклі-

нальних пастках – дорозвідки крил і периклінальних ділянок відомих антиклінальних структур та схилів Дніпровсько-Донецької западини.

Література

1 Звіт по договору № 10-ГФ-03 на проведення сейсморозвідувальних досліджень МСГТ (3D) на Кобзівському родовищі / ЗАТ «Укрнафтогазгеофізика»; керівники: Золотаренко В.В., Гаращенко В.П. - К., 2006. – 352 с.

2 Проект пошуково-розвідувальних робіт на Кобзівській площі: звіт про НДР заключний / УкрНДІгаз; керівники: А.Лагутін, О.Тхоржевський, Й.Засядчук. – 52.359/2000-2000. – Х., 2000. – 50 с.

3 Геолого-економічна оцінка нижньопермсько-верхньокам'яновугільних відкладів (P₁-C₃) Кобзівського ГКР (Харківська область, станом на 1.01.2011 р): Звіт (заключний) / УкрНДІгаз; Керівники: А.Лагутін, О.Горайнова, А.Загороднов. – 52.413/2006-2010. – Х., 2011. – 2771 с.

4 Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел литологических ловушек нефти и газа – В.С. Муромцев. – Л.: Недра, 1984. – 502 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії
28.05.12

Рекомендована до друку професором
Височанським І.В.

МОДИФІКОВАНА ГІДРОФОБНО-БІТУМНА ВАННА

М.І. Оринчак, О.С. Бейзик, І.І. Чудик

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42153,
e-mail: drill@nuing.edu.ua

Найпоширенішим ускладненням, яке зустрічається при бурінні нафтових і газових свердловин, є обвалювання та осипання стінок свердловини, для боротьби з яким останніми роками застосовують силікатну, силікатно-калієву, гідрофобно-адгезійну та гідрофобно-бітумну ванни. Основним недоліком силікатної та силікатно-калієвої ванн є недостатній термін кріплення стінок свердловин через схильність до розчинення затвердлого рідкого скла фільтратом бурового розчину, що поступає у стінки свердловини під дією перепаду тиску під час поглиблення свердловини. Недоліком гідрофобно-бітумної та гідрофобно-адгезійної ванн є значна вартість компонентів, що зменшує ймовірність їх застосування в практиці буріння свердловин. Тому для підвищення стійкості стінок свердловини рекомендується модифікована гідрофобно-бітумна ванна, до складу якої входить 5% окисненого бітуму, 94,52-94,82% дизельного палива та 0,18-0,48% савенолу. Застосування модифікованої гідрофобно-бітумної ванни сприяє збільшенню терміну дії в сотні разів порівняно з силікатно-калієвою ванною.

Ключові слова: дизельне паливо (ДП), окислений бітум, обвалювання та осипання стінок свердловини, силікатно-калієва ванна, рідинна ванна, модифікована гідрофобно-бітумна ванна.

Наиболее распространенным осложнением, встречающимся при бурении нефтяных и газовых скважин, являются обвалы и осыпи стенок скважины, для борьбы с которым в последние годы применяют силикатную, силикатно-калиевую, гидрофобно-адгезионную и гидрофобно-битумную ванны. Основным недостатком силикатной и силикатно-калиевой ванн является недостаточный срок крепления стенок скважины из-за склонности к растворению затвердевшего жидкого стекла фильтратом бурового раствора, поступающего в стенки скважины при бурении скважин. Недостатком гидрофобно-битумной и гидрофобно-адгезионной ванн является высокая стоимость компонентов, уменьшающих возможность их применения в практике бурения скважин. Поэтому с целью повышения устойчивости стенок скважины рекомендуется модифицированная гидрофобно-битумная ванна, в состав которой входят 5% окисленного битума, 94,52-94,82% дизельного топлива и 0,18-0,48% савенала. Применение модифицированной гидрофобно-битумной ванны способствует увеличению срока действия в сотни раз по сравнению с силикатно-калиевой ванной.

Ключевые слова: дизельное топливо (ДПТ), окисленный битум, обвалы и осыпи стенок скважины, силикатно-калиевая ванна, жидкостная ванна, гидрофобно-битумная ванна.

Caving and slough of the well's wall is the biggest trouble that occurs while drilling the oil and gas wells. Silicate, silicate-potassium, hydrophobic-adhesive and hydrophobic-bituminous bathes are used to solve this problem. The main problem of silicate and silicate-potassium bathes is insufficient time of borehole walls setting, because the tendency of hardened liquid glass to dissolve in mud filtrate. The problem of hydrophobic-adhesive and hydrophobic-bituminous bathes is high cost of the components, that makes their use in practice of drilling wells less possible. Therefore, to enhance stability of well walls the use of modified hydrophobic-bituminous bath, which consists of 5% oxidized bitumen, 94,52-94,82% diesel fuel and 0,18-0,48% savenol, is recommended. The use of modified hydrophobic-bituminous bath helps to increase operational life of this bath up to one hundred times compared to the use of silicate potassium bath.

Key words: diesel fuel (DF), oxidized bitumen, crumbling and collapse of the well's wall, silicate-potassium bath, liquid bath, modified hydrophobic-bituminous bath

У нашій країні найпоширенішим видом ускладнень у процесі буріння нафтових і газових свердловин є обвалювання та осипання стінок свердловини.

Основною причиною обвалювань та осипань стінок свердловини на більшості родовищ Дніпровсько-Донецької западини та Карпатської нафтогазоносною провінції є тектонічні порушення потужних відкладів аргілітів, алевролітів, глинистих сланців тощо, які залягають під значним кутом до горизонту. Тектонічні порушення є ідеальним каналом для проникнення фільтрату бурового розчину в стінки свердловини на значну глибину. Це зменшує опраблені сили зчеплення в гірській породі і спричиняє обвалювання та осипання стінок свердловини. Зберегти стійкість стінок свердловини при розбурюванні тектонічно порушених порід складно. Застосування способів по-

передження обвалювання стінок свердловини, які відомі в літературі і практиці буріння (зниження фільтрації, збільшення густини та реологічних властивостей бурового розчину тощо) відсутнього ефекту не дають [1].

Заслугує на увагу застосування гідрофобно-бітумної ванни [2], яку закачують у свердловину після відробки долота або під час проведення ремонтних робіт і розміщують навпроти горизонтів, які осипаються або обвалюються. Гідрофобно-бітумна ванна, проникаючи у стінки свердловини, підвищує збільшує сили зчеплення між частинками породи, протидіє проникненню фільтрату бурового розчину у стінки свердловини і зменшує інтенсивність обвалювань та осипань стінок свердловини.

Основним недоліком гідрофобно-бітумної ванни є низька тривалість її дії на гірські породи.

Мета роботи – продовжити термін дії гідрофобно-бітумної ванни.

Поставлена мета досягається зменшенням сил поверхневого натягу між гідрофобно-бітумною ванною і стінками свердловини, що забезпечить глибше проникнення ванни у взірці породи, збільшення сили зчеплення між частинками породи та підвищення стійкості стінок свердловини.

З літературних джерел [3] відомі два способи зменшення сил поверхневого натягу між рідинною ванною та гірською породою – це застосування поверхнево-активних речовин та солі (інгібітора набухання) у складі ванни. Враховуючи, що до складу ванни входить дизельне паливо та окислений бітум, вирішено випробувати савенол, який одночасно володіє і гідрофільними, і гідрофобними властивостями, як поверхнево-активну речовину. Як інгібітор набухання глинистих мінералів вирішено випробувати хлористий калій, що володіє найвищою розчинністю, а іон K^+ має маленький розмір, що сприяє його вільному проникненню між октаедричним та тетраедричними шарами кристалічної ґратки монтморилоніту, зміцнюючи сили зв'язку між ними.

Савенол – це суміш гідратованих неіоногенних поверхнево-активних речовин. За фізико-хімічними властивостями савенол – масляниста рідина від безбарвного до темно-коричневого кольору без специфічного запаху, розчинна у необмеженій кількості у воді і в незначній кількості у нафті. Показник рН 1% водного розчину – 6-8; густина за температури $20^{\circ}C$ – $1020-1070 \text{ кг/м}^3$. Масова частка активної речовини у савенолі за температури $20^{\circ}C$ становить 20%, температура загущення – $5-10^{\circ}C$, температура помутніння 1% водного розчину – $60-70^{\circ}C$, температура кипіння – $100^{\circ}C$. Савенол зазвичай застосовують для зниження міжфазового натягу бурових розчинів під час розкриття продуктивних горизонтів. Гарантійний термін зберігання – 12 місяців з дня виготовлення.

Характерною особливістю модифікованої гідрофобно-бітумної ванни є її протидія проникненню фільтрату бурового розчину на значну глибину у стінки свердловини; ванна заповнює тріщини породи, збільшує сили зчеплення між ними і підвищує стійкість стінок свердловини.

Для подальших лабораторних досліджень за основу прийняли середні значення концентрації компонентів у рецептурі гідрофобно-бітумної ванни (95% дизельного палива та 5% окисленого бітуму).

Під час досліджень у гідрофобно-бітумну ванну вводили савенол у вигляді товарного продукту, а відтак хлористий калій. Концентрацію савенолу змінювали від 0 до 1 відсотка. За критерій ефективності ванни прийняли стійкість гірської породи у фільтратах прісного глинистого, хлоркалієвого та соленасиченого розчинів, так як на сьогоднішній день відсутні методи та способи визначення міжфазового натягу на межі «рідина-гірська порода».

Оцінювання ефективності модифікованої гідрофобно-бітумної ванни у лабораторних

умовах проводили на глинисто-піщаних взірцях породи чотирьох типів:

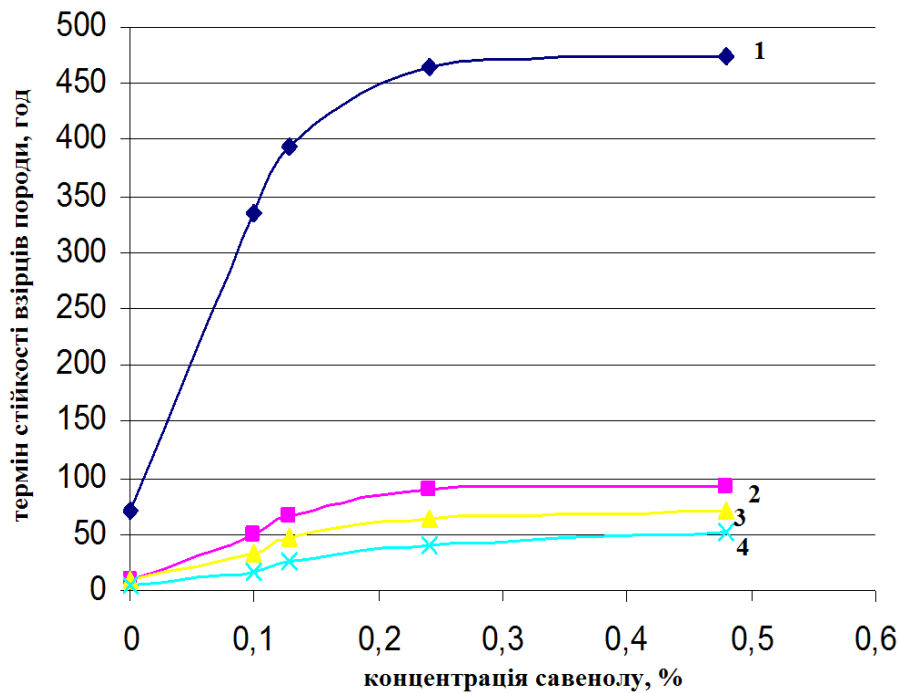
- 1) 15% глини та 85% піску;
- 2) 50% глини та 50% піску;
- 3) 85% глини та 15% піску;
- 4) 100% глини.

Регулюванням вмісту глини дозволило змінювати проникність взірців у широких межах. Для виготовлення глинисто-піщаних взірців використовували спеціальні металеві обойми з внутрішнім діаметром 20 мм та висотою 22 мм. Жовту глину та відмитий кварцовий пісок змочували водою, ретельно перемішували, пресували, а відтак витримували у сушильній шафі за температури $20^{\circ}C$ протягом 48 годин.

Кількість замірів, необхідних для отримання достовірних даних, оцінювали за величиною коефіцієнта варіації (E), середньоарифметичного значення замірів (\bar{X}) та середньоквадратичного відхилення (S), величину яких визначали за відомими формулами [4]. Якщо похибка перевищувала $3S$, то такий замір вважався дефектним і вилучався з обчислень. Результати аналізу різних залежностей свідчать, що при кількості замірів 3-4 в кожному досліді коефіцієнт варіації не перевищує 15%, що і було прийнято за основу.

За результатами раніше проведених нами експериментів [2] було встановлено, що гідрофобно-бітумна ванна, до складу якої входять 5% окисленого бітуму з температурою розм'якшення $130-140^{\circ}C$ та 95% дизельного палива, підвищує міцність взірців породи. Така рецептура гідрофобно-бітумної ванни була прийнята для подальших досліджень.

Усі взірці породи поміщали у гідрофобно-бітумну ванну, до якої ввели савенолу різної концентрації, і витримували в ній протягом 7 годин. Після цього взірці виймали з ванни та ділили порівну на три групи. Першу групу взірців поміщали у прісну воду, яка моделює фільтрат глинистого розчину, другу групу – у мінералізований 5% водний розчин хлориду калію, який моделює фільтрат хлоркалієвого розчину, третю – у соленасичений 26% водний розчин хлористого натрію, який моделює фільтрат соленасиченого стабілізованого розчину. Під час перебування взірців породи у різних типах бурових розчинів їх зважували і одночасно спостерігали за самовільним руйнуванням. Досліди продовжували доти, поки взірці не зруйнувалися. Як свідчать результати експериментів, найшвидше осипалися, а потім і руйнувалися взірці з найвищою проникністю (першого та другого типів). У взірцях породи з низькою проникністю (третього та четвертого типів) під дією фільтрату спочатку утворилися тріщини, а потім вони розпадались на великі шматки. Найнижчий термін збереження стійкості взірців спостерігався у прісній воді, дещо повільніше взірці руйнувалися у мінералізованих фільтратах, що, ймовірно, пов'язано з присутністю іонів калію K^+ та натрію Na^+ , які збільшують сили зв'язку між шарами кристалічної ґратки глини і сповільнюють її руйнування.



1) 15% глини та 85% піску; 2) 50% глини та 50% піску;
3) 85% глини та 15% піску; 4) 100% глини

Рисунок 1 – Залежність зміни терміну стійкості взірців породи у глинистому розчині від концентрації савенолу

Зміна маси взірців породи залежить від їх проникності. Найбільше зростання маси спостерігалось у високо- і середньопроникних породах, а найменше – у низькопроникних.

Вплив савенолу на стійкість взірців породи наведений на рис. 1, 2, 3.

Із наведених рисунків бачимо, що зі збільшенням концентрації савенолу у гідрофобно-бітумній ванні час стійкості взірців породи спочатку різко зростає, досягає максимального значення і стабілізується. Мінімальне значення концентрації савенолу, за якого досягається максимальний термін стійкості взірців породи, прийнято за оптимальне значення. Ця величина змінюється в широкій межі і залежить від проникності взірців породи. На рис. 1 наведено графічні залежності зміни стійкості взірців породи під час перебування у прісній воді, яка моделює фільтрат глинистого бурового розчину. Це – найгірші умови, які можуть спостерігатись у свердловині, оскільки вода має низьку в'язкість і може проникати у стінки свердловини на значну глибину, спричинюючи їх інтенсивні обвалювання та осипання.

Як бачимо з рис. 1, найбільший термін стійкості породи спостерігається у високопроникних породах (рис.1 крива 1 (перший тип), крива 2 (другий тип)). Значно нижчий термін стійкості взірців породи спостерігається у низькопроникних породах (рис.1 крива 3 (третій тип), крива 4 (четвертий тип)).

За оптимальної концентрації савенолу 0,18-0,24% термін стійкості високопроникних порід зростає у 6-9 разів.

У низькопроникних породах оптимальна домішка савенолу дещо більша і коливається у

межах 0,4-0,48%, а стійкість взірців породи зростає у 5-7 разів.

Аналогічні закономірності спостерігаються під час перебування взірців породи у хлоркалієвому та соленасиченому розчинах (рис. 2, 3). Оптимальна концентрація савенолу і зростання стійкості взірців породи як для високопроникних, так і для низькопроникних взірців породи коливається приблизно у таких же межах, як і для глинистого розчину.

Основна відмінність залежностей, наведених на рис. 2, 3, від аналогічних залежностей, наведених на рис. 1, полягає в тому, що абсолютне значення стійкості взірців породи у хлоркалієвому розчині вища на 10-15% порівняно з глинистим, а у соленасиченому на 10-50% вища порівняно із хлоркалієвим. Така відмінність, на нашу думку, пов'язана із присутністю іонів калію K^+ та натрію Na^+ у буровому розчині, що не тільки збільшують сили зв'язку між шарами кристалічної ґратки глин, але і взаємодіють із савенолом, утворюючи низькопроникну плівку, що протидіє проникненню фільтрату у стінки свердловини.

Наступний етап досліджень присвячений вивченню впливу хлористого калію на стійкість взірців породи. Хлористий калій вводили у водний розчин савенолу в кількості 10 і 26% від об'єму води. В усіх досліджах використовували однакову рецептуру модифікованої гідрофобно-бітумної ванни:

- дизельне паливо – 94,76%;
- окислений бітум – 5%;
- савенол – 0,24%.

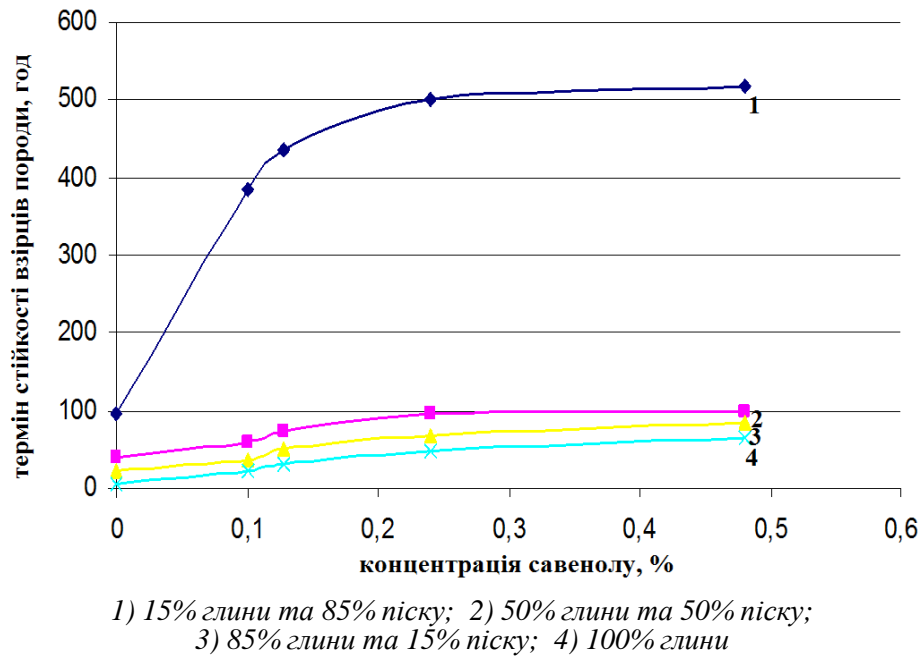


Рисунок 2 – Залежність зміни терміну стійкості взірців породи у хлоркалієвому розчині від концентрації савенолу

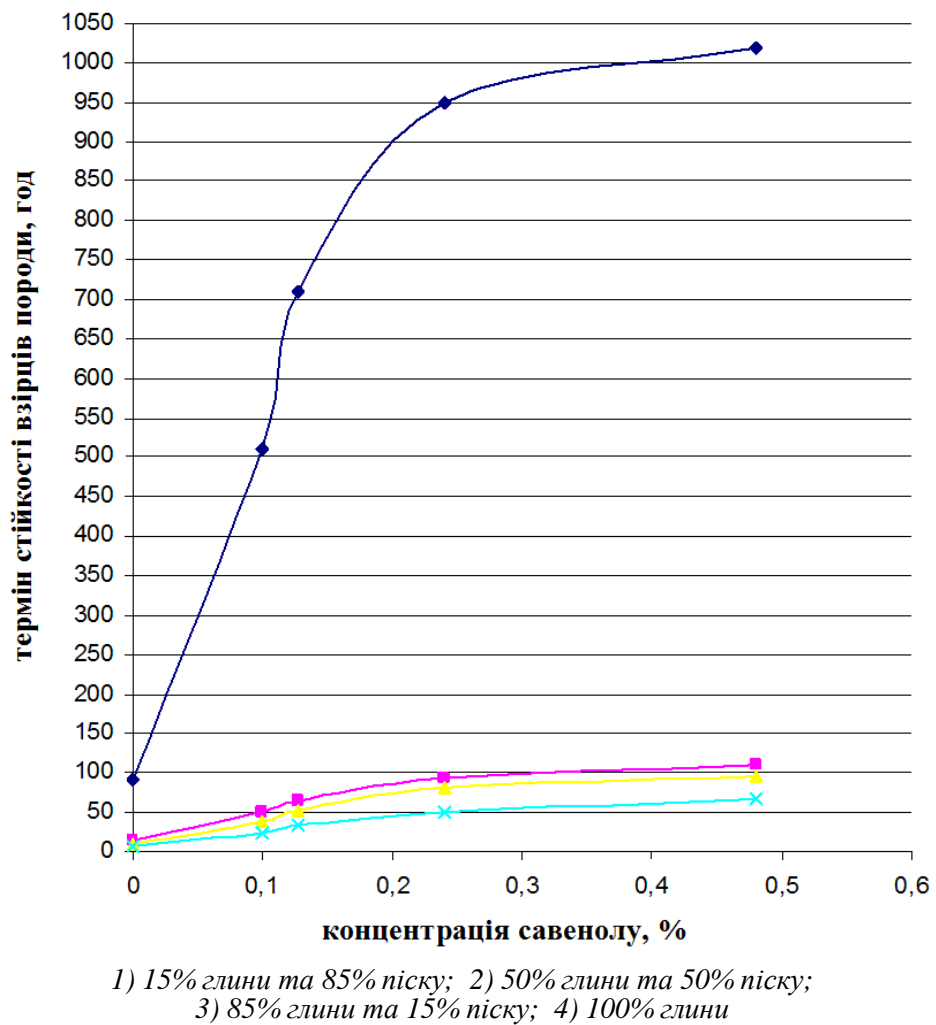
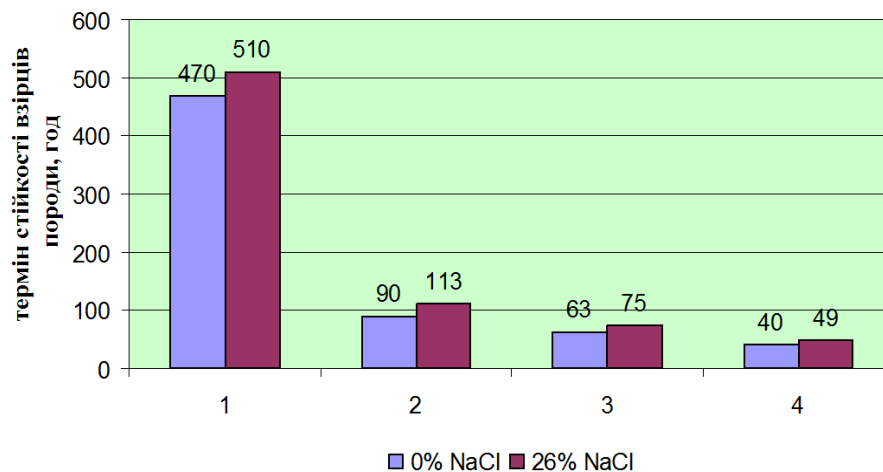


Рисунок 3 – Залежність зміни терміну стійкості взірців породи у соленасиченому розчині від концентрації савенолу

Таблиця 1 – Термін руйнування взірців за різної концентрації солі у модифікованій гідрофобно-бітумній ванні

| Тип взірця породи | Термін руйнування взірців у воді, хв. | | Термін руйнування взірців у соленасиченому розчині (вода + 26% NaCl), хв. | |
|----------------------------------|---------------------------------------|----------|---|----------|
| | 0% NaCl | 26% NaCl | 0% NaCl | 26% NaCl |
| I тип (15% глини та 85% піску) | 470 | 510 | 1050 | 1073 |
| II тип (50% глини та 50% піску) | 90 | 113 | 62 | 69 |
| III тип (85% глини та 15% піску) | 63 | 75 | 29 | 33 |
| IV тип (100% глини) | 40 | 49 | 24 | 25 |



1) 15% глини та 85% піску; 2) 50% глини та 50% піску;
3) 85% глини та 15% піску; 4) 100% глини

Рисунок 4 – Термін руйнування взірців породи у глинистому розчині залежно від концентрації солі

Порядок проведення лабораторних досліджень був аналогічний, як і при вивченні впливу концентрації савенолу на стійкість взірців породи.

Результати експериментів з вивчення впливу концентрації хлористого калію на стійкість взірців наведено у табл. 1, а побудовані гістограми наведені на рис. 4, 5, 6.

Як бачимо, вплив хлористого калію на підвищення стійкості взірців породи є незначним і коливається в межах від 1% до 20%. Під час проведення дослідів встановити які-небудь достовірні зміни впливу хлористого калію на сили поверхневого натягу між ванною та взірцем породи не вдалось. Додавання домішки 10% хлористого калію разом із савенолом до ванни теж суттєво не змінило міцність взірців.

Отже, на підставі проведених лабораторних досліджень з підвищення стійкості стінок свердловини для впровадження на бурових підприємствах нашої держави рекомендується модифікована гідрофобно-бітумна ванна, до складу якої входять:

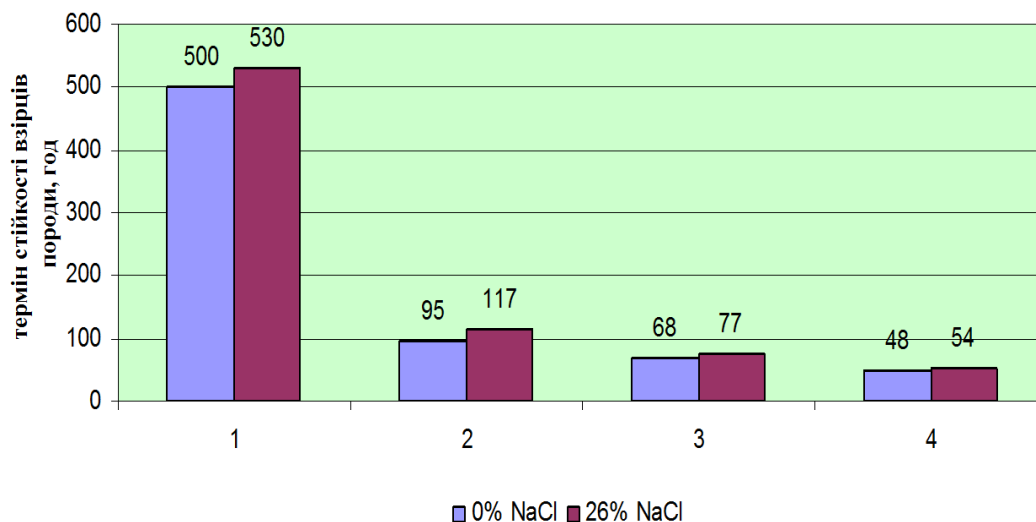
- дизельне паливо – 94,76%;
- окислений бітум – 5%;
- савенол – 0,18-0,48%.

Модифікована гідрофобно-бітумна ванна ефективна для боротьби з обвалюваннями та осипаннями стінок свердловини, складених усіма типами гірських порід. Найбільше зростання міцності (в 1,75 рази) досягають взірці високопроникних порід, а найменше – низькопроникні взірці (до 1,15-1,25 рази). Рекомендується оптимальний термін витримування ванни у свердловині протягом 7-8 годин.

Домішка савенолу від 0,18% до 0,48 % від об'єму модифікованої гідрофобно-бітумної ванни зменшує сили міжфазового натягу між ванною та взірцями породи, підвищує глибину проникнення ванни у стінки свердловини, протидіє проникненню фільтрату бурового розчину у пори та тріщини гірських порід, підвищує стійкість стінок свердловини. Термін стійкості взірців породи зростає у 5-9 разів порівняно з гідрофобно-бітумною ванною.

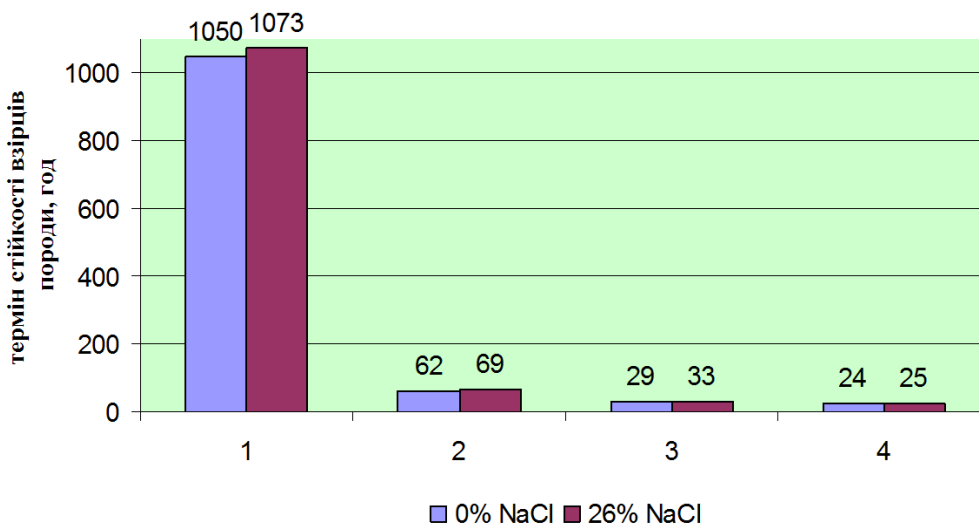
Одночасна обробка ванни хлористим калієм разом із савенолом значного ефекту не дає. Термін стійкості стінок свердловини при цьому зростає лише до 20%, а тому домішка солі разом із савенолом у модифіковану гідрофобно-бітумну ванну малоефективна.

У процесі буріння свердловин у розрізах, де спостерігаються інтенсивні обвалювання та



1) 15% глини та 85% піску; 2) 50% глини та 50% піску;
3) 85% глини та 15% піску; 4) 100% глини

Рисунок 5 – Термін руйнування взірців породи у хлоркалієвому розчині залежно від концентрації солі



1) 15% глини та 85% піску; 2) 50% глини та 50% піску;
3) 85% глини та 15% піску; 4) 100% глини

Рисунок 6 – Термін руйнування взірців породи у соленасиченому розчині залежно від концентрації солі

осипання стінок свердловини. Дещо покращити дію модифікованої гідрофобно-бітумної ванни можна застосуванням бурових розчинів з високими інгібуючими властивостями (хлоркалієві, гіпсо-калієві, алюмо-калієві, силікатно-калієві та соленасичені стабілізовані бурові розчини).

Література

1 Ясов В.Г. Осложнения в бурении: [справочное пособие] / В.Г. Ясов, М.А. Мыслук. – М.: Недра, 1991. – 334 с.

2 Пат. 86718 Україна МПК⁵¹ С09К8/50. Гідрофобно-бітумна ванна / М.І. Оринчак, М.М. Оринчак: Заявл.17.10.07. – Опубл. 12.05.09., Бюл. №9 – 4 с.

3 Городнов В.Д. Буровые растворы / В.Д. Городнов. – М.: Недра, 1985. – 206 с.

4 Волобуев А.І. Методичні вказівки з дисципліни “Механіка гірських порід для студентів спеціальності 09.03.06 [Текст] / А.І. Волобуєв, Б.М. Малярчук. – Івано-Франківськ, Факел, 1994. – 13 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії
27.06.12

Рекомендована до друку професором
Коцкуlichem Я.С.

РОЗРОБЛЕННЯ ТЕХНІКО-ТЕХНОЛОГІЧНИХ ЗАХОДІВ, СПРЯМОВАНИХ НА ПІДВИЩЕННЯ ГАЗОКОНДЕНСАТОВИЛУЧЕННЯ У СВЕРДЛОВИНАХ МОРСЬКИХ РОДОВИЩ ДАТ “ЧОРНОМОРНАФТОГАЗ” ІЗ ВИКОРИСТАННЯМ КАВІТАЦІЙНО-ПУЛЬСАЦІЙНИХ ТЕХНОЛОГІЙ

Я.М. Фем'як, В.О. Шарко

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42331,
e-mail: o v e o k i @ r a m b l e r . r u

Розглядається питання щодо підвищення продуктивності роботи газових та газоконденсатних свердловин на родовищах шельфової зони Чорного та Азовського морів, які розробляються ДАТ «Чорноморнафтогаз». Основна увага приділена збільшенню термінів міжремонтного періоду експлуатації видобувних свердловин шляхом розробки та впровадження в промислову практику новітніх технологій і технічних заходів, спрямованих на інтенсифікацію продуктивних відкладів.

Результати проведених досліджень свідчать, що за допомогою спеціального пристрою-кавітатора на вибої і в привибійній зоні свердловини послідовно створюються численні пухирці різних розмірів, заповнені газом або повітрям. Ці пухирці, потрапивши до зони високого тиску, лускають з виникненням ударних хвиль тиску різної амплітуди і широкого спектра гармонік, які, накладаючись, формують у пористому середовищі привибійної зони свердловини нерівномірне поле тисків, під впливом якого відбувається очищення пор від осадів, розширення та закріплення тріщин, осадження пластової води в підшовні зони колектора під дією гравітаційних сил. У такий спосіб підвищується проникність привибійної зони продуктивного пласта з відповідним підвищенням або відновленням продуктивності свердловини і уможливується видалення води і гідратних шарів з поверхні порід привибійної зони, що й забезпечує подальше збільшення міжремонтного періоду роботи свердловини.

Ключові слова: продуктивні відклади, кавітація, гідродинамічний кавітатор.

Рассматривается вопрос повышения производительности работы газовых и газоконденсатных скважин на месторождениях шельфовой зоны Черного и Азовского морей, разрабатывающихся ГАТ «Черноморнефтегаз». Основное внимание уделено увеличению сроков межремонтного периода эксплуатации добывающих скважин путем разработки и внедрения в промышленную практику новейших технологий и технических средств, направленных на интенсификацию продуктивных отложений.

Результаты проведенных исследований показали, что с помощью специального устройства-кавитатора на забое и в призабойной зоне скважины последовательно создаются многочисленные пузырьки разных размеров, заполненные газом или воздухом. Эти пузырьки, попадая в зону высокого давления, лопают с возникновением ударных волн давления разной амплитуды и широкого спектра гармоник, которые, накладываясь, формируют в пористой среде призабойной зоны скважины неравномерное поле давлений, под воздействием которого происходит очистка пор от осадков, расширение и закрепление трещин, осаднение пластовой воды в подошвенные зоны коллектора под воздействием гравитационных сил. Таким образом, повышается проницаемость призабойной зоны продуктивного пласта с соответствующим повышением или возобновлением производительности скважины и достигается возможность удалять воду и гидратные слои с поверхности пород призабойной зоны, что и обеспечивает в дальнейшем увеличение межремонтного периода работы скважины.

Ключевые слова: продуктивные отложения, кавитация, гидродинамический кавитатор.

The article deals with the increase of gas and gas condensate wells productivity, situated on Black and Azov sea shelf zone formation, developed by national joint-stock company “Chernomorneftegas”. The main attention is paid to the ways of prolongation of producing wells overhaul period by means of up-to-date technologies and technological equipment development and industrial implementation aiming at productive deposits intensification.

Undertaken researches prove that numerous bubbles of different size filled with gas or air appear near the bottomhole area of the well. While reaching the high-pressure zone these bubbles burst and cause pressure air blasts of different amplitude and partials range, which overlap and create non-uniform pressure field in the bottomhole porous area. This cleans the pores from sediments, expands and fixes the cracks, besets the interstitial water at reservoir bottom area affected by the gravity force. In this way the bottomhole area permeability of productive layer is increased together with the increase or resumption of well production. Water and hydrated layers may be removed out of bottomhole area superficial rock, which guarantees the prolongation of producing wells overhaul period in the nearest future.

Key words: productive deposits, cavitation, hydrodynamic cavitation.

Постановка проблеми. Проблема енергетичної безпеки України на даний час постає надзвичайно гостро: в умовах зростання цін на нафту і газ, питання енергозабезпечення та енергозбереження є для економіки держави най-

більш актуальними. Видобуток нафти і природного газу в світовій економіці вже давно перемістився на морський шельф. В Україні є дві шельфові зони – Чорного і Азовського морів. За оцінками спеціалістів, потенційні вуглеводні

запаси Чорного та Азовського морів – 1,5 млрд. тонн або 1,5 трлн. м³. У газовому еквіваленті це 30% усіх запасів України. З цих ресурсів видобуто менше 4%, в той час як на материковій частині – 67%. Стратегічним напрямом розвитку нафтогазового комплексу України є освоєння вуглеводневої сировини в українському секторі Азовського і Чорного морів. Пошуково-розвідувальними роботами, проведеними ДАТ “Чорноморнафтогаз”, встановлено, що основними нафтогазоносними комплексами на шельфі Чорного та Азовського морів і прилеглому суходолі є відкладення неогену, майкопської серії, еоцену, палеоцену, нижньої і верхньої крейди, юри. Причорноморсько-Кримська нафтогазоносна провінція охоплює Причорноморську западину з Кримським півостровом, акваторію Чорного і Азовського морів. Тут розвідано понад 60 родовищ нафти і газу. Промислові газові, газоконденсатні та нафтові поклади розташовані в палеогенових і нижньокрейдових гірських породах на глибині 100-4500 м. У підводних надрах Чорного моря виявлено родовища газу на глибині 300-750 м. В межах північно-західного шельфу Чорного моря відкрито 8 газових і газоконденсатних родовищ: Голіцинське, Південно-Голіцинське, Штормове, Архангельське, Шмідта, Кримське, Одеське, Безіменне. Переважна більшість вуглеводневих родовищ пов'язана із зонами глибинних розломів.

Якщо найближчим часом будуть підтвержені запаси вуглеводнів на прикерченському шельфі Чорного моря, які імовірно можуть скласти в газовому еквіваленті 280 млрд. м³, тоді нафтогазовидобуток однозначно переміститься в море.

Основні нафтогазові родовища ДАТ “Чорноморнафтогаз” знаходяться на пізньому етапі розробки, який характеризується зниженням пластового тиску і різким зростанням обводненості (до 90% і більше) [1]. В процесі тривалої експлуатації свердловин відбувається кольматація навколосвердловинного простору продуктивного горизонту, яка знижує продуктивність свердловини і продуктивну потужність інтервалу перфорації, що потребує періодичного очищення привибійної зони пласта, а неоднорідність колекторських властивостей призводить до нерівномірного газоконденсатовилучення. Наприклад, основними ускладненнями при експлуатації тортонських відкладів на Архангельському, Штормовому, Голіцинському та Східно-Казантипському родовищах є: надходження в стовбур свердловини продуктів руйнування пластів і пластової води. Дрібнодисперсний глинистий матеріал, розріджений залишковою водою (дрібнодисперсна суспензія) перебиває продуктивний інтервал та перешкоджає руху газу і підвищує недосконалість свердловин за ступенем і характером розкриття. Тому підвищення продуктивності роботи газових та газоконденсатних свердловин, збільшення термінів їх міжремонтного періоду експлуатації може бути досягнуто шляхом розробки та впровадження в промислову практику

новітніх технологій і технічних засобів стосовно інтенсифікації продуктивних відкладів.

Аналіз останніх досліджень і публікацій. Останнім часом винайдено велику кількість методів інтенсифікації припливу вуглеводнів із пласта [2-4]. Серед останніх досягнень світової науки у галузі інтенсифікації припливу вуглеводнів виділяються декілька методів.

З метою очищення привибійної зони пласта (ПЗП) та збільшення коефіцієнта нафтогазовилучення розроблено технологію і технічні засоби ударно-хвильової дії на присвердловинну зону продуктивного пласта в інтервалі перфорації, що дають змогу в локальних об'ємах створювати дію на пласт, яка імітує геодинамічну дію [1]. Ударно-хвильова дія на пласт передбачає два види ефектів: безпосередню дію на ближню присвердловинну зону пласта з радіусом захоплення до 50 см від джерела пружних хвиль ультразвукового діапазону частот; віддалену дію, яка ресструється гідрофонами на віддалі 1-1,5 км від джерела, що генерує низькочастотні 0,2 Гц пружні хвилі. Як джерело ударного і низькочастотного хвильового навантаження в технології використовується свердловинний електророзрядний пристрій; як джерело високочастотних коливань розроблено свердловинний пристрій, що генерує пружні коливання в ультразвуковому діапазоні частот 18-25 кГц. Відновлення потенційної продуктивності видобувних і нагнітальних свердловин досягається за рахунок руйнування колоїдно-дисперсних систем, які кольматують присвердловинну ділянку колектора, внаслідок чого утворюються шари пониженої проникності.

Технологія підвищення проникності ПЗП за рахунок створення мережі штучних тріщин може бути реалізована за допомогою теплового удару (наприклад, швидким нагнітанням у ПЗП газового конденсату, охолодженого «сухим льодом»). З цією метою можна використовувати такі чинники: високу температуру продуктивного пласта; наявність перфораційних отворів в обсадній колоні, що концентрують теплові напруги; наявність порових каналів і природних тріщин для швидкого проникнення теплоносія в пласт; низьку пластичність матеріалу продуктивного пласта; різницю коефіцієнтів теплового розширення компонентів породи продуктивного пласта; різницю коефіцієнтів теплопровідності компонентів породи продуктивного пласта; можливість зміни температури теплоносія, поданого на вибій; можливість додаткового нагрівання ПЗП термохімічним способом перед закачуванням холодоагенту або навіаки.

Технологія струминно-вакуумної дії [3] на привибійну зону свердловини включає струминний насос та додатковий вакуумний модуль, який значно знижує вимоги до якості посадки пакера, а також уможлиблює його відсутність. Адаптивність системи полягає в зміні режимів функціонування вакуумного модуля у міру падіння тиску в привибійній зоні. При цьому імпульсний режим вакуумної обробки

привибійної зони переходить у високочастотний віброрежим поступового зниження гідростатичного тиску в привибійній зоні. Це сприяє більш повному видаленню забруднених частинок з пластової системи та поліпшенню її колекторських властивостей. Ефективність підвищення дебіту нафти для малодобітних свердловин з високов'язкою нафтою - не менше 40% від початкового видобутку з тривалістю ефекту не менше року.

Технологія інфрачастотної хвильової дії на пласт [4] призначена для оброблення привибійної зони пласта з метою збільшення притоку рідини у видобувних свердловинах і збільшення прийнятності нагнітальних свердловин. Поставленої мети було досягнуто поліпшенням колекторських властивостей привибійної зони пласта шляхом очищення її від забруднюючих частинок, створенням у привибійній зоні мікротріщинуватості, а також генерацією доміантних резонансних частот в пластовому середовищі. В основі технології обробки привибійної зони пласта лежить синергічна дія на колектор пульсуючим тиском рідини, спеціально підібраними хімічними реагентами та кавітаційними струменями. Завдяки присутності рідини в порах колектора та пружності твердої фази колектора генеровані коливання поширюються з привибійної зони в пластове середовище.

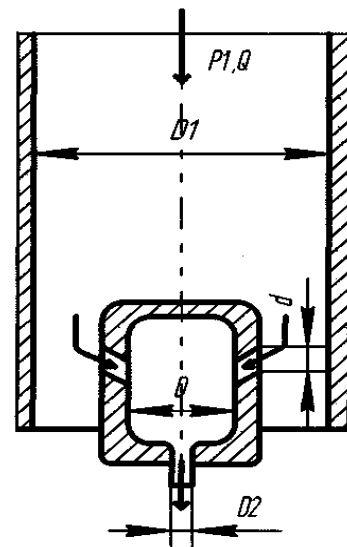
Виділення не вирішених частин загальної проблеми. Наведені вище методи володіють низкою недоліків, які обмежують можливість їх застосування. Перспективним на даний час є метод впливу за допомогою кавітації. Суть нового способу збудження різноманітних за величиною ударних імпульсів і коливань тиску у широкому діапазоні частот полягає в тому, що на основі утворення газової фази в рідинних системах за допомогою спеціального пристрою-кавітатора (пульсатора) на вибої і в привибійній зоні свердловини послідовно створюються численні пухирці різних розмірів, заповнені газом або повітрям. Ці пухирці, потрапивши в зону високого тиску, лускають з виникненням ударних імпульсів тиску різної амплітуди і широкого спектру гармонік коливань тиску в привибійній зоні свердловини [5].

Невирішеними на даний момент залишаються питання практичного застосування кавітаційно-імпульсного впливу на привибійну зону морських свердловин родовищ ДАТ "Чорноморнафтогаз", тому що основні проблеми на цих родовищах полягають у передчасному обводненні та забрудненні свердловин, що можуть бути викликані навіть застосуванням методів хімічного впливу на пласти при обробці продуктивних інтервалів у видобувних свердловинах.

Постановка задачі. Одним з основних завдань технології обробки привибійної зони пласта за допомогою гідродинамічного пристрою-кавітатора (пульсатора) є формування в привибійній зоні високошвидкісних пульсуючих потоків робочої рідини, що несуть в собі

високі заряди кінетичної енергії, які при співпаданні з тріщинами і мікротріщинами, наявними в гірській породі, створюють в них імпульсні тисків, достатні для їх руйнування. Очевидно, що, накладаючись, ударні хвилі різної природи формують у пористому середовищі привибійної зони свердловини нерівномірне поле тисків, під впливом якого відбувається очищення пор від осадів, розширення та закріплення тріщин, осадження пластової води в підшовні зони колектора під дією гравітаційних сил. Завдання полягає в тому, щоб визначити умови контактування пульсуючої струмини з пористо-тріщинним середовищем пласта та тиск її гідравлічного удару до гірських порід.

Основний матеріал дослідження. Гідродинамічний пульсатор, конструкція якого описана в роботі [6], у першому наближенні можемо звести до гідравлічної схеми, яку показано на рис. 1.



Q – витрата рідини, м³/с; D_1 – діаметр корпусу кавітатора, м; D_2 – діаметр вихідного отвору, м; d – діаметр вхідного отвору кавітаційної камери, м

Рисунок 1 – Гідравлічна схема гідродинамічного кавітатора

Гідродинамічний кавітатор працює так. Робоча рідина через вхідні тангенціальні отвори потрапляє до камери завихрення. В камері завихрення рідина набуває обертового руху з миттєвим збільшенням швидкості робочого потоку. Завихрений потік під дією відцентрових сил і перепаду тиску безперервно витікає в кільцевий конфузюрний канал (насадку). В насадці, яку виконано з кутом розкриття α від 6° до 7°, досягається збільшення швидкості потоку рідини з виникненням її локального розриву, тобто утворення пухирців і каверн, що заповнені газом (повітрям).

Оскільки потік промивальної рідини спрямований по дотичній в кільцевому конфузюрному каналі, то він рухатиметься по кривій, і чим більший час проходження потоку через зону пониженого тиску в насадці пристрою,

тим більше зростатимуть за розмірами каверни і пухирці, а також збільшуватиметься їх кількість.

Рух потоку робочої рідини в насадці пульсатора супроводжується нарощуванням швидкості з, відповідно, створенням умов для відривання потоку від стінок насадки пульсатора та утворення нових пухирців і каверн, що зрештою призводить до виникнення коливального процесу.

Слід зауважити, що у конструкції вихрової камери пульсатора основні робочі елементи виготовляються методами порошкової металургії з надтвердих матеріалів.

Загалом, гідродинамічний кавітатор повинен забезпечити не тільки створення пухирців і каверн, але й їх винесення за межі пристрою, де, потрапивши до зони високого тиску, вони лускають, створюючи пульсаційні потоки високої інтенсивності.

Слід зауважити, що особливістю розробленої конструкції гідродинамічного кавітатора є змінна робоча насадка, профіль якої може бути розширеним і утвореним коноїдальною поверхнею, конічною поверхнею, конічною поверхнею, яка переходить поступово в циліндричну поверхню, конічною поверхнею з вхідною циліндричною ділянкою, проте конічні поверхні можуть бути виконані з різними кутами розкриття і різної довжини. Це забезпечує встановлення різних режимів витікання робочої рідини з пульсатора і, крім цього, дозволяє швидко змінювати насадки у випадку їх ерозійного зношування і зміни профілю бокових каналів.

З механізму дії гідродинамічного кавітатора випливає, що дія на пласт затопленими пульсуючими струминами, що безпосередньо вдаряють до тупика порових каналів і тріщин, буде ефективною при певній віддалі робочої насадки гідродинамічного пульсатора від стінки свердловини [7]. Відомо, що при цьому відбувається розширення струмини, зниження швидкості її ядра і послаблення дії на стінки свердловини. Проте, інтенсивні удари струмин до вибою свердловини можуть чинити сильний вплив на формування коливального поля тисків в зоні працюючого в свердловині кавітатора. Звідси випливає питання щодо доцільності аналізу кількісних значень величин імпульсів тиску, які формуються в привибійній зоні свердловини під час роботи гідродинамічного кавітатора (пульсатора).

Для цього задаємося такими вихідними даними:

- діаметр вихідного перерізу отвору насадки гідродинамічного кавітатора $d_n = 0,014\text{ м}$;
- густина робочої рідини $\rho_p = 1150\text{ кг/м}^3$;
- модуль пружності робочої рідини $K = 3 \cdot 10^9\text{ Па}$;
- модуль пружності пористого середовища гірських порід $E = 2 \cdot 10^{10}\text{ Па}$;
- витрата рідини $Q = 0,028\text{ м}^3/\text{с}$;
- коефіцієнт структури потоку $a = 0,07$.

За формулою (1) знаходимо положення полюса струмини на глибині початкового перерізу струмини:

$$h_0 = 0,29 \frac{d_n}{a} / a = 0,29 \frac{14 \cdot 10^{-3}}{2} / 0,07 = 29 \cdot 10^{-3}\text{ м.} \quad (1)$$

Знайдемо розташування перехідного перерізу струмини за формулою (2):

$$S_0 = 0,67 \frac{d_n}{a} / a = 0,67 \frac{14 \cdot 10^{-3}}{2} / 0,07 = 67 \cdot 10^{-3}\text{ м.} \quad (2)$$

З'єднавши центр перехідного перерізу з кромкою насадки кавітатора, отримаємо границю постійних швидкостей ($U = U_0$). Тангенс кута звуження границі постійних швидкостей $\text{tg} \alpha'_1 = \alpha' \phi'_1 = 1,6 \alpha \phi'_1 = 1,5 \alpha$, тобто $\text{tg} \alpha'_1 = 0,105$.

Кут розширення пограничного шару становить:

$$\beta = \alpha'_1 + \alpha'_2 = \text{arctg}(0,105) + \text{arctg}(3,4a). \quad (3)$$

при $a = 0,07$, $\alpha'_1 + \alpha'_2 = 14^\circ$.

Ширина пограничного шару в довільному перерізі початкової ділянки струмини дорівнює $b_{п.с} = 4,9 \alpha S$.

При $Q = 28\text{ л/с}$ швидкість витікання промивальної рідини з насадки гідродинамічного кавітатора діаметром 14 мм становить 182 м/с.

Визначимо швидкість поширення ударної хвилі:

$$c = \frac{\sqrt{\frac{K}{\rho_{п.р}}}}{\sqrt{1 + \frac{K}{E}}}, \quad (4)$$

де $K = \frac{1}{\beta_{\vartheta}}$ – модуль пружності промивальної рідини (величина, яка є обернена до коефіцієнту його об'ємного стиснення), Па^{-1} ;

E – модуль пружності пористого середовища гірських порід, що підлягають руйнуванню

$\left(E = \frac{1}{\beta'_{\vartheta}} \right)$, Па.

Згідно формули (4) швидкість поширення ударної хвилі становить 1506 м/с.

Розрахуємо тиск, що створюється внаслідок гідравлічного удару в тріщині за формулою

$$\Delta P = \rho_p \cdot c \cdot v_0, \quad (5)$$

де c – швидкість поширення ударної хвилі, м/с;

v_0 – початкова середня швидкість рідини, м/с;

ρ_p – густина робочої рідини, кг/м^3 .

Тоді тиск гідравлічного удару до вибою свердловини, визначений за формулою (5) дорівнює $\Delta P = 315,2\text{ МПа}$.

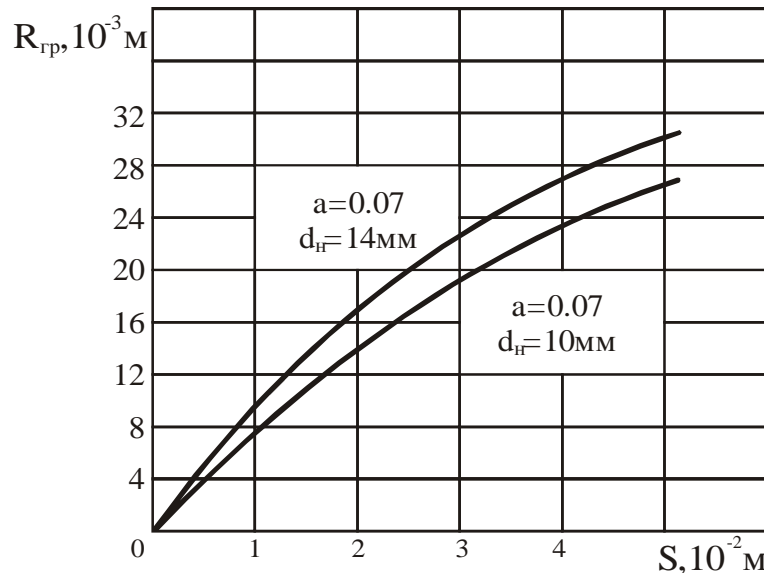


Рисунок 2 – Залежність повного радіуса R_{gp} пульсуючої струмینی від віддалі між торцем насадки до стінки свердловини S для різних значень діаметра насадки кавітатора

На рис. 2 наведено залежність повного радіуса струмینی R_{gp} від віддалі S для різних значень діаметра насадок гідродинамічного кавітатора (пульсатора) при $\alpha = 0,07$.

З рис. 2 випливає, що при віддалі від торця насадки гідродинамічного кавітатора до стінки свердловини більше трьох її діаметрів має місце випадок, коли діаметр $2R_{gp}$ потоку рідини перекриває розміри наявних в породі тріщин. З наведеної вище графічної залежності випливає, що пульсаційні потоки затоплених пульсуючих струмін можуть періодично створювати коливання імпульсів тиску великих амплітуд, значення яких є цілком достатніми для руйнування гірських порід. Однак слід зауважити, що нами розглядаються ідеальні умови прояву впливу кінетичної енергії надшвидкісних пульсуючих струмін на процес руйнування гірських порід. Тому наведені дані за величиною відносяться до максимально можливих значень тисків, які можуть виникати за ідеальних умов. Фактично вони діють в умовах інтерференції декількох потоків робочої рідини, що рухаються одночасно і утворюють в навколосвердловинній зоні пласта складний спектр турбулентних потоків, параметри яких практично неможливо аналітично розрахувати. Проте, абсолютні значення тисків вільних затоплених пульсуючих струмін, що ударяють до стінки свердловини, дають нам всі аргументовані підстави вважати, що навіть і при інтерференції потоків рідини сила ударів до гірської породи буде все ж значною, що зрештою призведе до її руйнування.

Таким чином, за рахунок гідродинамічного кавітатора в технологічному об'ємі робочої рідини можуть виникати кавітаційно-пульсаційні процеси, які являють собою зону із скупчення бульбашок газу (повітря). Величина пульсаційної зони насамперед буде визначатися формою і розмірами вихрової камери та насадки гідродинамічного кавітатора, причому пульсація ви-

никатиме як на границі розділу фаз, так і в самій рідині.

На даному етапі досліджень за існуючими методами математичного і фізичного моделювання різних процесів, що відбуваються в рідинах, практично неможливо чітко визначити модель зони пульсації, тому що розподіл пухирців за розмірами і простору об'єму рідини не має чітко встановленого статистичного характеру. Але частину якісних результатів для зони пульсації можна отримати на основі аналізу динаміки пульсаційних автоколивань. Оскільки пульсації струмін утворюють потік рідини, що радіально розходиться, тоді швидкість цього потоку поблизу поверхні сусідньої струмینی визначатиме силу дії однієї струмینی на іншу. Якщо припустити, що дві сусідні пульсаційні струмینی одного радіуса R коливаються синхронно на віддалі l між своїми центрами, тоді умовою відсутності взаємодії можна вважати випадок, коли швидкість v пульсуючого потоку, який утворюється внаслідок руху першої струмینی біля поверхні другої, є незначною в порівнянні з швидкістю U руху об'ємної поверхні другої струмینی:

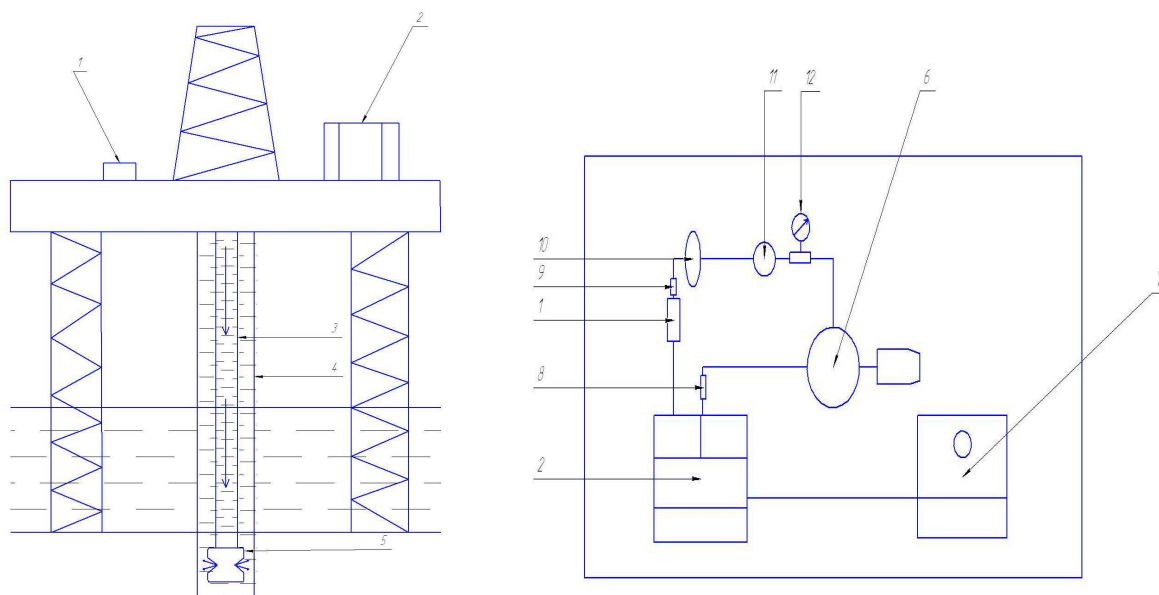
$$\frac{v}{U} \ll 1. \quad (6)$$

В такому випадку вираз для визначення швидкості пульсуючого потоку від сферичного джерела матиме такий вигляд

$$v(r) = \frac{\varphi}{r^2}, \quad (7)$$

де r – поточна координата;
 φ – функція, яка визначається з граничних умов.

Так як $v = R$ при $r = R$, тоді $\varphi = UR^2$. Підставивши вираз для φ у формулу (7), отримаємо



1- ємність (20-25 м³); 2 - насосний агрегат типу АСF-700; 3 - колона НКТ; 4 - експлуатаційна колона; 5 - гідродинамічний кавітатор (пульсатор); 6 - свердловина; 7 - цистерна; 8 - фільтр; 9 - кран для відбору проб; 10 - витратомір; 11- шламоуловлювач; 12 - манометр

Рисунок 3 – Техніко-технологічна схема обв’язки обладнання при інтенсифікації продуктивних відкладів

$$v(r) = U \left(\frac{R}{r} \right)^2. \quad (8)$$

Тоді, використовуючи (8), умову відсутності взаємодії (6) запишемо наступним чином:

$$\left(\frac{R}{r} \right)^2 \ll 1. \quad (9)$$

Враховуючи те, що знак “ \ll ” вказує на різницю в порядку величини, а R_{\max} – максимальне значення радіуса пульсуючої струмини, отримаємо критичне значення радіуса струмини і критичну віддаль між ними:

$$r_{кр} = 3R_{\max} \text{ і } l_{кр} = 4R_{\max}. \quad (10)$$

Відомо, що пульсуюча струмина може втрачати свою стійкість і розпадатися на частинки. Через те, що руйнування струмини відбувається в момент, коли тиск і температура в ній досягають свого максимального значення, ймовірно є й те, що в новоутворених струминах тиск і температура є також високими. На момент розтягування вони легко розширюються і стають зародками нових пульсаційних потоків.

На рис. 3 нами наведена техніко-технологічна схема проведення інтенсифікації з використанням гідродинамічного кавітатора.

Пристрій опускається у свердловину на колоні НКТ 3. Робоча рідина надходить у корпус кавітатора, і під впливом конуса обтічника скеровується у вихрові багатозахідні гвинтові канали. Далі закручений потік з кільцевого розточення надходить через похилі напрямні отвори у конфузори прискорювачів потоків (генераторів гідродинамічних імпульсів), що розміщені навколо центрального прискорювача або генератора.

Як робочу рідину використовують воду, дегазовану нафту й різні розчини, склад яких спеціально добирається.

Механізм виникнення інтенсивних ударних імпульсів і вібрацій тиску ініціює хвильові процеси, що поширюються пластом у привибійній зоні, під впливом яких відбувається очищення від осаду, кольматуючих частинок породи і залишків промивальної рідини, а також осадів солей і асфальтено-смоло-парафінових відкладів, що випали в пористому середовищі. Ударні імпульси, у свою чергу, формуються під впливом специфічних особливостей гідродинаміки потоків.

Одним з основних факторів процесу впливу на пластову систему слугує швидкісний напір, що розвивається струменями при витіканні їх у свердловину з вихреکیلцевої камери через сопла насадки малого діаметра. При співпаданні напрямку поширення струменя з віссю циліндричного перфораційного каналу в стінці обсадних труб і в найближчому поровому просторі пласта виникають специфічні умови течії турбулентного струменя. Гідродинамічний (надлишковий) тиск у тупиковому каналі може, наприклад, досягати (при повному співпаданні осі каналу з напрямком турбулентного затопленого струменя при витраті рідини в 10 л/с і наявності в агрегаті трьох викидних каналів-насадок) значень, що дорівнюють 10...15 МПа.

Тиск, що виникає, з урахуванням гідростатичного тиску (тиску стовпа рідини в свердловині) може бути близьким до гірського. Варто наголосити, що періодичному співпаданню струменів з гирлами перфораційних каналів і осей потоку з осями каналів сприяє вільна підвіска пульсатора на трубах НКТ, що знаходяться під великим тиском і володіють значним запасом пружної енергії, яка витрачається нерівномірно при витіканні з пульсатора недостатньо зрівноваженого турбулентного затопленого потоку. Відбувається інтенсивний хаотичний рух пристрою в привибійній зоні у

вертикальній і горизонтальній площинах, що сприяє періодичному співпаданню ударів струменів до перфораційних каналів з виникненням нерівномірної за величиною сили ударів до них. Імпульси тисків, що виникають, розкривають природні тріщини колектора і сприяють виникненню нових тріщин, які мають підвищену гідропровідність, що дає змогу надавати ударним навантаженням більш віддалені від вибою ділянки пласта. При змиканні тріщин унаслідок падіння тиску в них після зсуву струменя від перфораційних каналів відбувається витискання забруднень із привибійної зони.

Елементом механізму виникнення гідравлічних ударів і вібрацій тиску при прокачуванні через агрегат (кавітатор) робочої рідини є виникнення в ньому і довкола нього парових порожнин і пухирців газової фази різного розміру, що з'являються внаслідок розривів суцільності потоку рідини під впливом складної динаміки течії в агрегаті затопленого турбулентного закрученого струменя. Інтенсивне виділення парової фази відбувається при зіткненні затоплених струменів зі стінкою обсадних труб внаслідок ударного диспергування робочої рідини. Час існування каверн парової фази, струменів і газових порожнин визначається швидкісним напором у їхньому середовищі й у східчастому розтрубі агрегату. При зниженні швидкісного напору в газорідинному середовищі відбувається лускання пухирців і порожнин парової фази під впливом гідростатичного тиску робочої рідини в затрубному просторі. При цьому виникають численні гідравлічні удари, частота й амплітуда яких визначаються будовою парових порожнин, концентрацією газової фази в рідині і розподілом за розмірами виниклих газових пухирців.

Багатотональний шум, що виникає при випробуванні і дослідженні роботи агрегату на стенді [8], свідчить про появу різноманітних за розміром газових пухирців, лускання яких призводить до виникнення гідравлічних ударів із широким діапазоном частот і амплітуд, інтерференція яких створює в рідині привибійної зони могутній коливальний процес (вібрацію та гідравлічні удари), що поширюється в пористе середовище. Цей коливальний процес (при прокачуванні робочої рідини через агрегат) накладається на гідравлічні удари в пористому середовищі, що формуються під впливом тиску ударних затоплених струменів робочої рідини, які потрапляють у перфораційні канали. При цьому сумарний ефект впливу на процес очищення привибійної зони свердловини, на поліпшення фільтраційних властивостей порід, на розкриття старих і формування нових тріщин істотно зростає.

Висновки. Проведені дослідження дали змогу встановити, що, накладаючись одна на одну, ударні хвилі різної природи формують у пористому середовищі привибійної зони свердловини нерівномірне поле тисків, під впливом якого відбувається очищення пор від осадів, розширення та закріплення тріщин, осадження пластової води в підшовні зони колектора під дією гравітаційних сил.

Оскільки описані вище процеси відбуваються багаторазово, миттєво і, як правило, через рівні проміжки часу, то й звукові хвилі, і гідравлічні удари призводять до виникнення гармонічних явищ, або, навіть, до резонансу з великою руйнівною силою. Таким чином, виконуються поставлене завдання - підвищується проникність привибійної зони продуктивного пласта з відповідним підвищенням або відновленням продуктивності свердловини і уможливилось видалення води і гідратних шарів з поверхні порід привибійної зони.

Література

- 1 Технологія ударно-волнового впливу на призабойну зону нефтяних і газових скважин / А.В. Кучернюк, В.А. Кучернюк, С.М. Давыденко, В.М. Сова, М.Ю. Максимчук // Матеріали міжнар. наук.-техн. конф. «Актуальні проблеми розвитку нафтогазової галузі». – Київ: ВАТ „УкрНГГ”, 2006. – С. 47-48.
- 2 До питання термодеструктивної дії на породи продуктивних пластів / В.М. Світлицький, Б.Б. Синюк, О.О. Іванків // Матеріали міжнар. наук.-техн. конф. «Актуальні проблеми розвитку нафтогазової галузі». – Київ: ВАТ „УкрНГГ”, 2006. – С. 52-55.
- 3 Технологічний адаптивний комплекс струминно-вакуумної дії / С.П. Шевчук, В.М. Сліденко, О.В. Саливон, С.П. Шевчук, В.М. Сліденко, О.В. Саливон // Матеріали міжнар. наук.-техн. конф. «Актуальні проблеми розвитку нафтогазової галузі». – Київ: ВАТ „УкрНГГ”, 2006. – С. 46-47.
- 4 Інфрачастотна хвильова технологія підвищення продуктивності нафтових свердловин / В.М. Сліденко, С.П. Шевчук, Л.К. Лістовщик // Матеріали міжнар. наук.-техн. конф. «Актуальні проблеми розвитку нафтогазової галузі». – Київ: ВАТ „УкрНГГ”, 2006. – С. 45-46.
- 5 Ибрагимов Л.Х. Интенсификация добычи нефти с применением генераторов затопленных турбулентных струй и адиабатных двухфазных потоков / Л.Х. Ибрагимов // Нефтегазопромысловое дело. – 1996. – №6. – С. 44 - 49.
- 6 Методика і аналіз експериментальних даних досліджень роботи вихрового гідродинамічного пульсатора / Р.С. Яремийчук, В.Р. Возний, Я.М. Фем'як, Я.Я. Якимечко // Нафтова і газова промисловість. – 2008. – №1. – С. 19–21.
- 7 Розроблення методики практичного розрахунку оптимізації кавітаційно-пульсаційного методу інтенсифікації припливу вуглеводнів / В.Р. Возний, С.О. Овечкий, Я.М. Фем'як, М.В. Марусич // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2008. – №2. – С. 35–37.
- 8 Яремийчук Р.С. Использование кавитационно-пульсационной технологии для уменьшения энергозатрат при бурении скважин / Р.С. Яремийчук, В.Р. Возний, Я.М. Фем'як // Нефтяное хозяйство. – 2011. – №10. – С. 91–93.

Стаття надійшла до редакційної колегії
04.06.12

Рекомендована до друку професором
Копеєм Б.В.

ДОСЛІДЖЕННЯ ГІДРАВЛІЧНОЇ ЕФЕКТИВНОСТІ МІЖПРОМИСЛОВОГО ГАЗОПРОВОДУ ВІД УППГ НАРІЖНЯНСЬКОГО ГКР ДО УКПГ-2 ЮЛІЇВСЬКОГО НГКР

¹В.Б. Воловецький, ²О.Ю. Витязь, ³О.М. Щирба, ³В.І. Коцаба, ³Н.М. Коцаба

¹ГПУ “Шебелинкагазвидобування”, 63011, Харківська обл., Валківський р-н, смт. Старий Мерчик,
тел. (05753) 52378, e-mail: vvb11@ukr.net

²ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42073,
e-mail: o.vytyaz@gmail.com

³Український науково-дослідний інститут природних газів,
61010, м. Харків, Красношкільна наб., 20, тел. (057) 730-45-21, 730-46-86, 730-46-92

Розглянуто причини ускладнень, які виникають під час транспортування газу міжпромисловим газопроводом – накопичення рідини та відкладення гідратів. Проаналізовано роботу даного газопроводу, визначено гідравлічну ефективність та об'єм забруднень розрахунковим шляхом. Досліджено роботу міжпромислового газопроводу та визначено об'єм забруднень на промислах експериментальним шляхом. Встановлено, що об'єм забруднень, визначений експериментально, є більшим за розрахункове значення.

Запропоновані шляхи запобігання аварійним відмовам для забезпечення надійної експлуатації міжпромислового газопроводу. Системність проведених досліджень дасть змогу створити алгоритм розрахунку гідравлічного стану даного газопроводу.

Ключові слова: газовий конденсат, метанол, двофазний потік, гідратоутворення, продування.

Рассмотрены причины возникновения осложнений при транспортировке газа по межпромысловому газопроводу – накопления жидкости и отложения гидратов. Проанализирована работа данного газопровода, определена гидравлическая эффективность и объем загрязнений расчетным путем. Исследована работа межпромыслового газопровода и определен объем загрязнений на промыслах экспериментальным путем. Установлено, что значение объема загрязнений, определенное экспериментальным путем, больше его расчетного значения.

Предложены пути предотвращения аварийных отказов с целью обеспечения надежной эксплуатации межпромыслового газопровода. Системность проведенных исследований позволит создать алгоритм расчета гидравлического состояния данного газопровода.

Ключевые слова: газовый конденсат, метанол, двухфазный поток, гидратообразование, продувка.

The complications which appear in gas transportation through the interfiled gas pipeline as a result of liquid accumulation and hydrate sedimentation are under consideration in this article. The analysis of the given gas pipeline operation was conducted, the hydraulic efficiency and the level of contamination were determined experimentally. It was defined that the level of contamination being determined experimentally is higher than the calculated value.

The ways of preventing failures for ensuring the reliable interfiled pipeline operation were suggested. The scheme of conducted investigations will enable us to create the algorithms of calculations of the given gas pipeline hydraulic condition.

Key words: gas condensate, methanol, two phase stream, hydrating, pipeline purging

У даній час на газовидобувних і газотранспортних підприємствах актуальними залишаються питання очищення газопроводів від різноманітних забруднень, основними з яких є рідина (вода та вуглеводневий конденсат), що потрапляють у газопровід внаслідок механічного винесення разом із газом на установках первинної підготовки газу (УППГ) або конденсуються під час руху газу газопроводом за сприятливих термодинамічних умов. Скупчення рідини створює додаткові гідравлічні опори по шляху руху газу, знижує пропускну здатність газопроводу і, відповідно, призводить до втрат тиску по довжині під час транспортування.

На сьогодні проблему очищення газопроводів від води, вуглеводневого конденсату, механічних домішок найчастіше розв'язують за допомогою:

- пристроїв постійної дії (стаціонарних);
- пристроїв періодичної дії (очисних поршнів, йоршів тощо);
- переведення газопроводу в режим самоочищення (продування газопроводу).

Використання очисних поршнів - один із ефективних методів очищення, але на ділянках газопроводу, не обладнаних камерами запуску та прийому очисних пристроїв, здійснюють продування. Продування газопроводу вважається найефективнішим методом очищення, однак він супроводжується втратами газу та забрудненням навколишнього середовища.

При розв'язанні проблеми очищення газопроводу потрібно з'ясувати причини потрапляння рідини та її кількості. Це дасть можливість контролювати будь-які зміни у ході експлуатації та своєчасно прийняти рішення щодо

часу проведення очистки. Окреслена проблема є актуальною та пов'язана з вивченням гідродинаміки газорідних сумішей. Багато дослідників, зокрема Мамаєв В.А., Кутателадзе С.С., Телетов С.Г., Франкль Ф. І., Делей Ж.М., Маррон В.І., Сахаров В.А., Мохов М.А., Капцов І.І., Одішарія Г.Є., Гусейнов Ч.С., Уолліс Г., Хьюїт Д., Холл-Тейлор Н., Баттерворс Д. та інші вивчали у своїх працях гідродинаміку газорідних сумішей. Аналізуючи роботи дослідників, можна зауважити, що об'єм забруднень у газопроводах, розрахований теоретичним шляхом, відрізняється від визначеного експериментальним. Тому вказану проблему необхідно детально вивчати.

Метою даної статті є дослідження гідравлічної ефективності міжпромислового газопроводу, запобігання аварійним відмовам та забезпечення його надійної експлуатації.

Для прикладу обрано дві свердловини (1, 21) Наріжниського газоконденсатного родовища (ГКР), яке розробляється на виснаження.

УППГ Наріжниського ГКР призначена для первинної підготовки вуглеводнів до транспортування. Системою облаштування Наріжниського родовища передбачено збирання газу від свердловин за променевою схемою на УППГ, яка розміщена на відстані 1320 м від свердловини - 1, 1400 м - від свердловини-21 та 1000 м-від с. Войтенки. До кожної свердловини прокладено індивідуальні шлейфи діаметром Ду 114x12 мм та інгібіторопроводи діаметром Ду 32x4 мм. На УППГ Наріжниського ГКР здійснюється одноступенева сепарація газу від вуглеводнів, води та механічних домішок у вертикальному сепараторі ГС-1 Ду=1000 мм, Ру=16,0 МПа.

Для подачі газу від Наріжниського УППГ підключено міжпромисловий газопровід діаметром (Ду 114x12 мм) довжиною (L= 19360 м) до установки комплексної підготовки газу УКПГ-2 Юліївського НГКР (з них L=13840 м – до УППГ Східного блоку та L=5520 м – до УКПГ-2 ЮНГКР).

У процесі експлуатації газопроводу знижується його пропускна здатність та ефективність. Ефективність роботи газопроводу залежить від ступеня чистоти внутрішньої поверхні. Критерієм оцінки стану внутрішньої поверхні газопроводу є коефіцієнт гідравлічної ефективності E, який є відношенням пропускних можливостей газопроводу: фактичної (при реальному стані його внутрішньої поверхні) – $Q_{ф}$ до проектно (теоретичної) $Q_{пр}$. Гідравлічну ефективність можна встановити, аналізуючи основне рівняння газопроводів [1]:

$$Q = 105,087 \cdot D_6^{2,5} \cdot \sqrt{\frac{P_n^2 - P_k^2}{\lambda \cdot \Delta \cdot z \cdot T_{cp} \cdot L}}, \text{ млн. м}^3/\text{доб} \quad (1)$$

де Q – пропускна здатність газопроводу, млн.м³/доб;

D_6 – внутрішній діаметр газопроводу, м;

P_n – тиск газу на початку газопроводу, МПа;

P_k – тиск газу в кінці газопроводу, МПа;

λ – коефіцієнт гідравлічного опору трубопроводу;

Δ – відносна густина газу за повітрям;

z – коефіцієнт надстисливості газу;

T_{cp} – середня температура газу в газопроводі, К;

L – довжина ділянки газопроводу, км.

Вказане вище рівняння справедливе за умови, якщо газ, що транспортується, очищений.

Якщо в потоці газу виявлено до 180 см³/м³ рідини, то в розрахункову формулу пропускної здатності газопроводу вводиться поправочний коефіцієнт E_1 , який враховує вплив рідини на зниження пропускної здатності.

Отже, для визначення пропускної здатності газопроводу від свердловини до УКПГ використовується така формула [2]:

$$Q = 103,15 \cdot E_1 \cdot \sqrt{\frac{(P_n^2 - P_k^2) \cdot D_{ен}^5}{\lambda \cdot \rho \cdot z \cdot T_{cp} \cdot L}}, \text{ млн. м}^3/\text{доб} \quad (2)$$

де E_1 – поправочний коефіцієнт;

ρ – відносна густина газу за повітрям.

Під час експлуатації міжпромислового газопроводу періодично виникали значні втрати тиску, тобто тиск газу на початку газопроводу становив $P_n = 7,64$ МПа, а в кінці газопроводу – $P_k = 5,88$ МПа. Вказані ускладнення виникали у зв'язку з накопиченням рідини та відкладенням гідратів.

Зважаючи на викладене вище необхідно визначити гідравлічну ефективність та об'єм забруднень у порожнині досліджуваного міжпромислового газопроводу.

Для розрахунку складових формул (1) і (2) наведемо об'ємні частки компонентів природного газу, який надходить із УППГ Наріжниського ГКР на УКПГ-2 Юліївського НГКР (табл. 1).

Проведемо розрахунок фізичних властивостей газу, використовуючи [3]. Результати розрахунку наведено в таблиці 2.

Розрахунок гідравлічної ефективності міжпромислового газопроводу, яким газ із УППГ Наріжниського ГКР надходить на УКПГ-2 Юліївського НГКР, виконано для даних, наведених у таблиці 3.

Наведемо алгоритм розрахунку гідравлічної ефективності [3], [4].

Визначимо середній тиск по газопроводу за формулою:

$$P_{cp} = \frac{2 \cdot \left(P_n + \frac{P_k^2}{P_n + P_k} \right)}{3},$$

де P_n – тиск газу на початку газопроводу, МПа;

P_k – тиск газу в кінці газопроводу, МПа.

Визначимо середню температуру газу в газопроводі за формулою:

$$T_{cp} = T_{cp} + \frac{T_n - T_{cp}}{\alpha \cdot L} \cdot (1 - e^{-\alpha \cdot L}),$$

$$\alpha = 0,225 \cdot \frac{k_m \cdot D_3}{Q \cdot \Delta \cdot C_p},$$

Таблиця 1 – Об'ємні частки компонентів природного газу

| № з/п | Вуглеводень | Хімічний склад | Об'ємні частки, % | Масові частки, % | Мольні частки, % |
|-------|-----------------|--------------------------------|-------------------|------------------|------------------|
| 1 | Метан | CH ₄ | 90,002 | 79,953 | 89,915 |
| 2 | Етан | C ₂ H ₆ | 5,4310 | 9,043 | 5,4591 |
| 3 | Пропан | C ₃ H ₈ | 1,5584 | 3,8687 | 1,5816 |
| 4 | ізо-Бутан | C ₄ H ₁₀ | 0,1813 | 0,5835 | 0,1862 |
| 5 | н-Бутан | C ₄ H ₁₀ | 0,2663 | 0,8572 | 0,2743 |
| 6 | н-Пентан | C ₅ H ₁₂ | 0,0592 | 0,2366 | 0,0625 |
| 7 | Гексан+вищі | C ₆ H ₁₄ | 0,2622 | 1,1958 | 0,283 |
| 8 | Азот | N ₂ | 1,3461 | 2,0881 | 1,3426 |
| 9 | Двоокис вуглецю | CO ₂ | 0,8883 | 2,1648 | 0,8905 |
| 10 | Кисень | O ₂ | 0,0052 | 0,0093 | 0,0052 |

Таблиця 2 – Результати розрахунку

| № з/п | Показники | Позначення | Одиниці вимірювання | Значення параметрів |
|-------|--|---------------------|---------------------|-----------------------|
| 1 | Молекулярна маса суміші | $\mu_{\text{сум}}$ | кг/кмоль | 18,057 |
| 2 | Відносна густина газу | Δ | - | 0,623 |
| 3 | Ізобарна теплоємність газу | C_p | кДж/кг·°К | 2,020 |
| 4 | Нижча теплота згоряння природного газу | Q_p | кДж/м ³ | 35716,071 |
| 5 | Динамічна в'язкість газу | η | кг·с/м ² | $1,043 \cdot 10^{-6}$ |
| 6 | Критична температура суміші | $T_{\text{кр-сум}}$ | К | 201,65 |
| 7 | Критичний тиск суміші | $P_{\text{кр-сум}}$ | МПа | 4,748 |

Таблиця 3 – Вихідні дані

| № з/п | Показники | Позначення | Одиниці вимірювання | Значення параметрів |
|-------|---|---------------------|----------------------------------|---------------------|
| 1 | Довжина газопроводу | L | км | 19,360 |
| 2 | Внутрішній діаметр газопроводу | D_v | мм | 90 |
| 3 | Зовнішній діаметр газопроводу | D_z | мм | 114 |
| 4 | Тиск газу на початку газопроводу | P_p | МПа | 7,64 |
| 5 | Тиск газу в кінці газопроводу | P_k | МПа | 5,88 |
| 6 | Температура газу на початку газопроводу | t_p | °С | 48 |
| 7 | Температура газу в кінці газопроводу | t_k | °С | 10 |
| 8 | Середньорічна температура ґрунту в непошкощеному тепловому стані | $t_{\text{гр}}$ | °С | 8,7 |
| 9 | Повний коефіцієнт теплопередачі від газу до навколишнього середовища | k_m | Вт/м ² ·°К | 1,744 |
| 10 | Густина повітря | $\rho_{\text{пов}}$ | кг/м ³ | 1,293 |
| 11 | Коефіцієнт еквівалентної шорсткості труби | k_e | мм | 0,03 |
| 12 | Конденсатний фактор свердловини - 1 | Φ_k | г/см ³ | 132 |
| 13 | Конденсатний фактор свердловини - 21 | Φ_k | г/см ³ | 35 |
| 14 | Водний фактор свердловини - 1 | Φ_v | см ³ /см ³ | 5 |
| 15 | Водний фактор свердловини - 21 | Φ_v | см ³ /см ³ | 77 |
| 16 | Газ, який рухається газопроводом включає дебіт двох свердловин: св.-1 (20 тис.м ³ /доб) та св.-21 (130 тис.м ³ /доб). | $Q_{\text{ф}}$ | млн.м ³ /доб | 0,150 |

Таблиця 4 – Результати розрахунку

| № з/п | Показники | Позначення | Одиниці вимірювання | Значення параметрів |
|-------|--|----------------|---------------------|---------------------|
| 1 | Середній тиск | P_{cp} | МПа | 6,798 |
| 2 | Середня температура | T_{cp} | К | 290,212 |
| 3 | Приведені значення температури і тиску | P_{np} | - | 1,431 |
| | | T_{np} | - | 1,439 |
| 4 | Коефіцієнт надстисливості газу за середніх значень тиску і температури | z | - | 0,849 |
| 5 | Число Рейнольдса | Re | - | 1801901,566 |
| 6 | Коефіцієнт гідравлічного опору (теоретичний) | λ_m | - | 0,015 |
| 7 | Коефіцієнт гідравлічного опору (фактичний) | λ_ϕ | - | 0,023 |
| 8 | Коефіцієнт гідравлічної ефективності | E | - | 0,81 |

де T_n – температура газу на початку газопроводу, К;

$T_{гр}$ – температура ґрунту в не порушеному тепловому стані, К;

L – довжина газопроводу, км;

k_m – повний коефіцієнт теплопередачі від газу до навколишнього середовища, Вт/м²·°К;

D_3 - зовнішній діаметр газопроводу, м;

Q – витрата газу, млн.м³/доб;

Δ - відносна густина газу за повітрям;

C_p – ізобарна теплоємність газу, кДж/кг·°К.

Визначимо приведені значення температури і тиску за формулами [5]:

$$P_{np} = \frac{P_{cp}}{P_{кр.сум}}, T_{np} = \frac{T_{cp}}{T_{кр.сум}}.$$

Визначимо коефіцієнт стисливості газу за середніх значень тиску і температури [3]:

$$z = 1 - 5,5 \cdot 10^6 \cdot \frac{P_{cp} \cdot \Delta^{1,3}}{T_{cp}^{3,3}},$$

де P_{cp} – середній тиск, МПа.

T_{cp} – середня температура, К.

Знайдемо число Рейнольдса за формулою:

$$Re = 1,81 \cdot 10^3 \cdot \frac{Q \cdot \Delta}{D_B \cdot \eta},$$

де Q – витрата газу, млн.м³/доб;

D_B - внутрішній діаметр газопроводу, мм;

η - динамічна в'язкість газу, кг·с/м².

Гідравлічну ефективність газопроводу знаходимо як відношення фактичної пропускної здатності до проектної:

$$E = \frac{Q_\phi}{Q_{np}},$$

або виходячи з основного рівняння газопроводів:

$$E = \sqrt{\frac{\lambda_\phi}{\lambda_\delta}}.$$

Тут

$$\lambda_m = 0,067 \cdot \left(\frac{158}{Re} + \frac{2 \cdot k_e}{D_e} \right)^{0,2},$$

$$\lambda_\phi = \frac{(105,087)^2 \cdot D_e^5 \cdot (P_n^2 - P_k^2)}{\Delta \cdot z \cdot T_{cp} \cdot L \cdot Q^2},$$

де k_e – коефіцієнт еквівалентної шорсткості труби, мм.

Результати розрахунку гідравлічної ефективності наведені в таблиці 4.

Для визначення гідравлічної ефективності скористаємось формулою (2) з урахуванням коефіцієнта E_1 . Для цього нам необхідно визначити об'єм конденсату та пластової води, яка надходить газопроводом.

Визначимо дебіт конденсату за формулою:

$$q_k = q_g \cdot \Phi_k \cdot 10^{-3}, \text{ м}^3/\text{доб}$$

де q_g – дебіт газу, тис.м³/доб;

Φ_k – конденсатний фактор, л/тис.м³.

Визначимо дебіт конденсату по свердловинах 1 та 21:

$$q_{k1} = 20 \cdot 132 \cdot 10^{-3} = 2,64 \text{ м}^3/\text{доб};$$

$$q_{k21} = 130 \cdot 35 \cdot 10^{-3} = 4,55 \text{ м}^3/\text{доб}.$$

Визначимо сумарну кількість конденсату по свердловинах-1 та -21 за формулою:

$$q_{с.к} = q_{k1} + q_{k21}, \text{ м}^3/\text{доб};$$

$$q_{с.к} = 2,64 + 4,55 = 7,19 \text{ м}^3/\text{доб}.$$

Визначимо дебіт пластової води за формулою:

$$q_w = q_g \cdot \Phi_w \cdot 10^{-3}, \text{ м}^3/\text{доб}$$

де q_g – дебіт газу, тис.м³/доб;

Φ_w – водний фактор, л/тис.м³.

Визначимо дебіт пластової води по свердловинах 1 та 21:

$$q_{w1} = 20 \cdot 5 \cdot 10^{-3} = 0,1 \text{ м}^3/\text{доб};$$

$$q_{w21} = 130 \cdot 77 \cdot 10^{-3} = 10,01 \text{ м}^3/\text{доб}.$$

Визначимо сумарну кількість пластової води по свердловинах -1 та -21 за формулою:

$$q_{c.в} = q_{г1} + q_{г21}, \text{ м}^3/\text{доб},$$

$$q_{c.в} = 0,1 + 10,01 = 10,11 \text{ м}^3/\text{доб}.$$

Щоб визначити, яка кількість газу, пластової води та конденсату надходить міжпромисловим газопроводом, було проведено індивідуальний замір дебіту газу, газового конденсату та пластової води свердловин 1 та 21. За результатами заміру дебіт двох свердловин становить 150 тис.м³/доб, 5 м³/доб конденсату та 8 м³/доб пластової води збирається на УППГ НГКР, а решта разом із газом надходить міжпромисловим газопроводом УППГ Наріжнлянське ГКР – УКПГ-2 Юліївського НГКР.

Визначимо кількість конденсату та пластової води, яка надходить у міжпромисловий газопровід за формулами:

$$q_{кон} = q_{c.к} - q_{к.з}, \text{ м}^3/\text{доб};$$

$$q_{вод} = q_{c.в} - q_{в.з}, \text{ м}^3/\text{доб},$$

де $q_{c.к}$ – загальна кількість конденсату, м³/доб;
 $q_{к.з}$ – конденсат, який збирається на УППГ, м³/доб;

$q_{c.в}$ – сумарна кількість пластової води, м³/доб;

$q_{в.з}$ – пластова вода, яка збирається на УППГ, м³/доб.

$$q_{кон} = 7,19 - 5,0 = 2,19 \text{ м}^3/\text{доб};$$

$$q_{вод} = 10,11 - 8,0 = 2,11 \text{ м}^3/\text{доб},$$

Для подальших розрахунків з визначення гідравлічної ефективності газопроводу використовуємо такі дані: $Q_1=150$ тис.м³/доб; $Q_к=2,19$ м³/доб; $Q_в=2,11$ м³/доб.

Визначимо поправочний коефіцієнт E_1 [2]:

$$E_1 = 1 - 0,15 \cdot \frac{\eta_k^{\frac{1}{4}}}{W_{cp}^{\frac{1}{2}}},$$

де η_k – конденсатогоазове відношення, см³/м³;
 W_{cp} – середня швидкість газового потоку в газопроводі, м/с.

$$\eta_k = \frac{Q_k \cdot 10^6}{Q_г}, \text{ см}^3/\text{м}^3,$$

де Q_k – дебіт конденсату, м³/доб;
 $Q_г$ – дебіт газу, м³/доб;

$$\eta_k = \frac{2,19 \cdot 10^6}{150 \cdot 10^3} = 14,6 \text{ см}^3/\text{м}^3.$$

Визначимо середню швидкість газового потоку в міжпромисловому газопроводі за формулою [6]:

$$W_{cp} = 1,523 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{q \cdot z}{P_{cp} \cdot D_{вн}^2} \cdot \frac{T_{cp}}{293,15}, \text{ м/с},$$

де q – дебіт газу, тис.м³/доб.

$$W_{cp} = 1,523 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{150 \cdot 0,849}{6,798 \cdot 0,09^2} \cdot \frac{290,212}{293,15} = 3,487 \text{ м/с}.$$

Оскільки $\eta_k=14,6$ см³/м³ і $W_{cp}=3,487$ м/с входять у межі $0 < \eta_k \leq 180$ см³/м³ і $2 < W_{cp} < 11$ м/с, то $E=1$:

$$E_1 = 1 - 0,15 \cdot \frac{14,6^{\frac{1}{4}}}{3,487^{\frac{1}{2}}} = 0,842.$$

Визначимо гідравлічну ефективність, використовуючи формулу (2) з урахуванням коефіцієнта E_1 :

$$\lambda_{ф} = \frac{(10315)^2 \cdot 0,842^2 \cdot 0,09^5 \cdot (7,64^2 - 5,88^2)}{0,623 \cdot 0,849 \cdot 290212 \cdot 19,360 \cdot 0,150^2} = 0,016;$$

$$E = \sqrt{\frac{0,015}{0,016}} = 0,96.$$

Основною причиною зменшення ефективності різних газопроводів є наявність рідини у внутрішній порожнині. Щоб раціонально вибрати метод вилучення рідини з газопроводу, необхідно знати її об'єм. Існує декілька методів визначення об'єму рідини в газопроводі.

Для визначення кількості рідини в міжпромисловому газопроводі використовуємо метод кореляції з ефективністю, яку вивели фахівці УкрНДІгазу [7]:

$$\frac{W}{V_{тр}} = \frac{k_1 \cdot k_2}{k_3} \cdot (1 - E^{0,8}),$$

де W – кількість рідини в газопроводі, м³;
 $V_{тр}$ – геометричний об'єм трубопроводу, м³;

k_1 – коефіцієнт, який враховує швидкість газу при різних значеннях ефективності газопроводу;

k_2 – коефіцієнт, який враховує вплив профіля траси газопроводу і діаметра труби на ступінь розподілу забруднень по всій довжині газопроводу;

k_3 – коефіцієнт сезонності, який враховує зміни кількості рідини на протягом року і впливу на конденційність газу, що транспортується;

E – гідравлічна ефективність.

$$W = \frac{\pi \cdot d^2}{4} \cdot L \cdot \frac{k_1 \cdot k_2}{k_3} \cdot (1 - E^{0,8}).$$

За результатами проведеного розрахунку гідравлічна ефективність визначена за формулою (1) становить 0,81 за формулою (2) 0,96, а об'єм рідини в міжпромисловому газопроводі, визначений за формулою (1), становить 3,3 м³ рідини, а за формулою (2) - 0,7 м³ рідини.

У ході експлуатації міжпромислового газопроводу з тиском на початку газопроводу $P_1=7,64$ МПа та тиском в кінці газопроводу $P_к=5,88$ МПа проводились дослідження з визначення обсягу забруднень. Необхідно зауважити, що забруднення з цього міжпромислового газопроводу вилучались у такий спосіб: спочатку зупинили транспортування газу міжпромисловим газопроводом шляхом закриття запірної арматури на виході з УППГ Наріжнлянського ГКР та на вході в УКПГ-2 Юліївського НГКР для вирівнювання тиску. Після цього відкрили необхідну запірну арматуру на замірній лінії УКПГ-2 ЮНГКР для продування міжпромислового газопроводу через вертикальний

сепаратор ГЗ-2 шляхом випускання газу у факельну лінію на технологічний амбар. Рідина з сепаратора ГЗ-2 надходила в розділювач замірний РЗ-2 і після завершення продування міжпромислового газопроводу її об'єм становив $3,5 \text{ м}^3$.

Підводячи підсумки, можна зробити такі висновки:

1. Проаналізовано існуючий стан міжпромислового газопроводу, яким газ із УППГ Наріжнрянського ГКР надходить на УКПГ-2 Юліївського НГКР. Проведено розрахунок із визначення гідравлічної ефективності міжпромислового газопроводу за двома формулами і результати значно відрізняються. Так, гідравлічна ефективність, визначена за формулою (1), становить 0,81, а за формулою (2) - 0,96. Визначено об'єм забруднень у міжпромисловому газопроводі за формулою УкрНДІгазу, який складає $3,3 \text{ м}^3$ рідини за формулою (1) та $0,7 \text{ м}^3$ рідини за формулою (2). Результати розрахунків об'єму забруднень мають наближений характер, оскільки на практиці нам вдалося вилучити рідину з міжпромислового газопроводу на замірну лінію УКПГ-2 Юліївського НГКР продуванням і її об'єм становив $3,5 \text{ м}^3$. Найбільш точного результату можна досягти, використовуючи формулу (1). Отже, об'єм забруднень у міжпромисловому газопроводі, визначений розрахунковим та експериментальним шляхом, відрізняється, причому різниця становить близько 6%.

Після вилучення рідини з міжпромислового газопроводу і відновлення по ньому транспортування газу тиск у кінці газопроводу виріс на 0,59 МПа і становив $P_k=6,47 \text{ МПа}$, при цьому гідравлічна ефективність, визначена за формулою (1), становила 0,96, а за формулою (2) - 1,0.

2. Аналіз причин утворення рідинних забруднень у порожнині міжпромислового газопроводу свідчить про можливість їх появи внаслідок механічного крапельного винесення рідини з сепаратора ГС-1, конденсації рідини з газового потоку за сприятливих термодинамічних умов трасою міжпромислового газопроводу. Отже, рідина в міжпромисловий газопровід потрапляє тому, що на УППГ Наріжнрянського ГКР здійснюється одноступенева сепарація газу в одному вертикальному сепараторі ГС-1. Також можливі залпові викиди рідини з сепаратора ГС-1 у міжпромисловий газопровід. Як бачимо вода та вуглеводневий конденсат є основними чинниками, що знижують пропускну здатність міжпромислового газопроводу. Підвищення гідравлічної ефективності міжпромислового газопроводу можна досягти в результаті високоякісної підготовки газу на УППГ, періодичного ефективного очищення внутрішньої порожнини міжпромислового газопроводу, а також нанесенням в заводських умовах спеціальних внутрішніх покриттів для зниження шорсткості внутрішньої поверхні труб.

3. За результатати досліджень необхідно підібрати ефективний спосіб очищення даного міжпромислового газопроводу шляхом ство-

рення високошвидкісного потоку газу, який дасть змогу підібрати швидкісний режим експлуатації цього газопроводу, що відповідатиме вилученню об'єму забруднень із його порожнини на УКПГ-2 ЮНГКР.

4. Для покращення очищення газу на УППГ Наріжнрянського ГКР доцільно послідовно сполучити основний ГС-1 та дослідницький ГС-2 сепаратори (рис. 1). Тобто від двох свердловин - 1 та 21 - газ надходить до основного вертикального сепаратора ГС-1, а після виходу з нього газ потраплятиме у наступний сепаратор ГС-2. Це дозволить оптимізувати очищення газу перед потрапленням його до міжпромислового газопроводу.

5. З метою покращення вилучення рідини із порожнини міжпромислового газопроводу газовим потоком на УКПГ-2 Юліївського НГКР необхідно періодично проводити закачування розчину ПАР у цей газопровід на виході з УППГ Наріжнрянського ГКР за допомогою насосного агрегата (ЦА-320), попередньо ретельно підготувавши його.

6. Для попередження відкладання гідратів необхідно періодично здійснювати подання метанолу у міжпромисловий газопровід на виході з УППГ за допомогою насосів типу НД 100/250, що перебувають на технологічній установці УППГ НГКР.

У подальшому необхідно буде визначити динаміку зміни тиску газопроводом та об'єм забруднень у порожнині газопроводу. Також необхідно провести дослідження газопроводу, змінюючи технологічний режим роботи свердловин, технологічної установки в різний період року, що дасть можливість виявити найпроблемніші ділянки із пониженими місцями та місцевими опорами, в яких накопичується рідина та відкладаються гідрати, що створює передумови для погіршення пропускну здатності. Системність проведених досліджень дасть змогу створити алгоритм розрахунку програми для проведення моніторингу гідравлічного стану газопроводу.

Література

1 ОНТП 51-1-85 Общесоюзные нормы технологического проектирования. Магистральные трубопроводы. - Часть 1. Газопроводы (Загальносоюзні норми технологічного проектування).

2 Ширковский А. И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений [Текст]: учебн. для вузов. - 2-е изд., перераб. и доп. - М. : Недра, 1987. - 309 с.

3 Трубопроводный транспорт газа [Текст] / [М. П. Ковалко, В. Я. Грудз, В. Б. Михалків та ін.] ; за редакцією М. П. Ковалка. - Київ : Агентство з раціонального використання енергії та екології, 2002. - 600 с.

4 Бойко В. С. Довідник з нафтогазової справи [Текст] / В. С. Бойко, Р. М. Кондрат, Р. С. Яремійчук. - Івано-Франків. нац. техн. ун-т нафти і газу - Львів, 1996. - 620 с. - ISBN 5-335-01293-5.

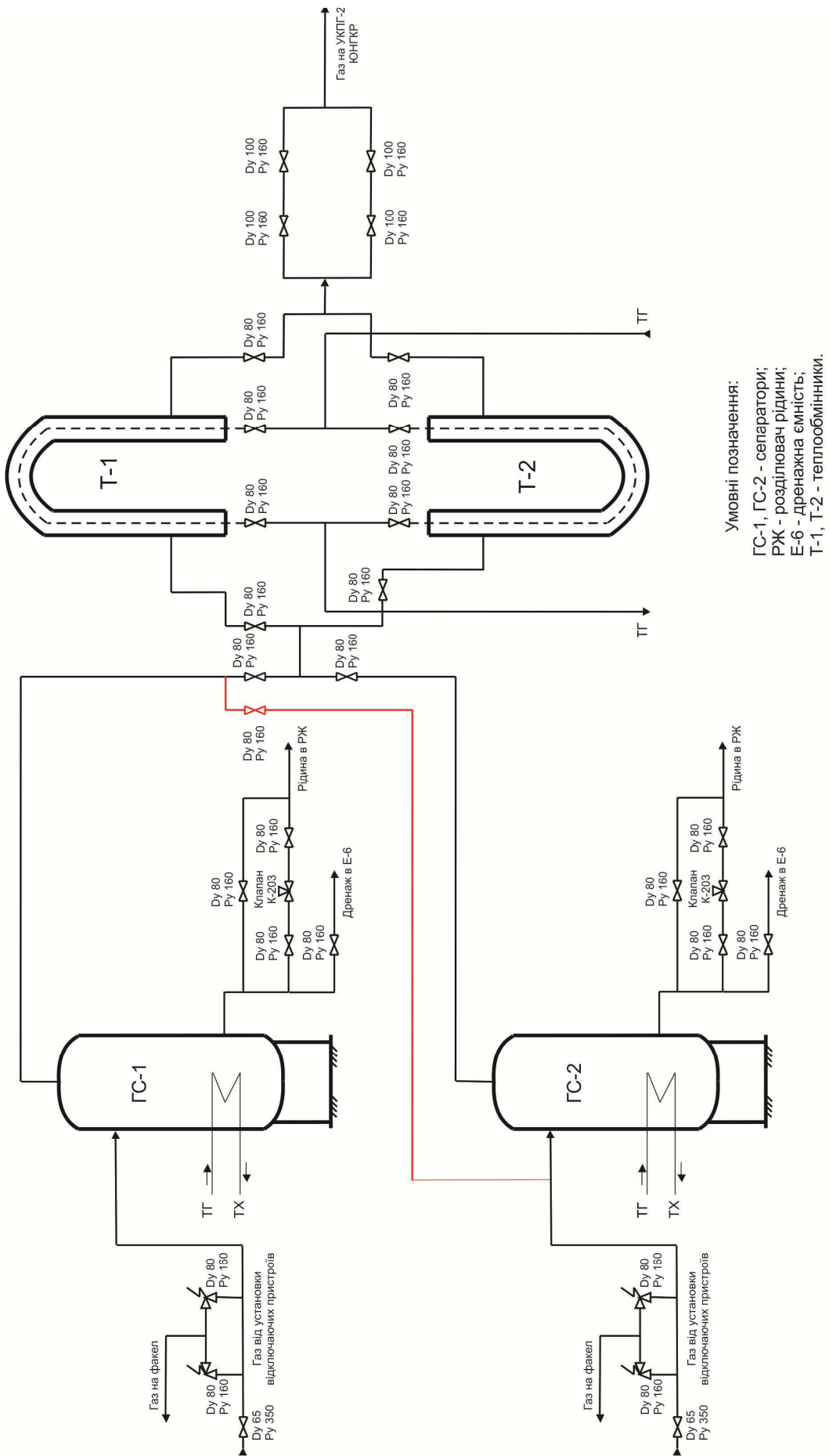


Рисунок 1 – Запропонована схема обв'язки сепараторів ГС-1, ГС-2 на УПГ Наріжниського ГКР

5 Воловецький В. Б. Оптимізація втрат газу при продуванні свердловин шляхом використання ПАР [Текст] / В. Б. Воловецький, О. М. Щирба // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2005. – № 3 (12). – С. 81–84.

6 Воловецький В. Б. Забезпечення надійної експлуатації шлейфів газоконденсатних свердловин [Текст] / В. Б. Воловецький, О. М. Щирба // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2006. – № 3 (20). – С. 98–103.

7 Визначення об'єму відкладів у діючому газопроводі та його гідравлічної ефективності [Текст] / [Капцов І. І., Братах М. І., Винник С. М. та ін.] // Проблеми розвитку газової промисловості України : зб. наук. пр. УкрНДІгаз. – Харків, 2001. – Вип. XXIX. – С. 95–99.

Стаття надійшла до редакційної колегії

26.04.12

Рекомендована до друку професором

Мельником А.П.

АВТОМАТИЗАЦІЯ ТЕХНОЛОГІЧНОГО ПРОЦЕСУ ВИДОБУВАННЯ СЛАНЦЕВОГО ГАЗУ

В.С. Борин, А.І. Лагойда

*ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 48003,
e-mail: kafatp@ukr.net*

Технологія автоматизації процесу видобування сланцевого газу перебуває на початковій стадії розробки, тому існує необхідність постійної еволюції її технологічної бази. Важливим напрямком такої еволюції є розроблення систем керування процесом видобування сланцевого газу на базі методів нечіткої логіки. Одна з головних переваг полягає у тому, що регулятор на основі нечіткої логіки можна створити за лінгвістичними правилами. Керування в цьому випадку здійснюється за допомогою набору умовних лінгвістичних операторів або правил (нечітких асоціативних матричних), які задають конкретні ситуації керування. Такі умовні лінгвістичні правила можна сформулювати, виходячи з досвіду та інтуїції експертів, з міркувань здорового глузду або технологічних даних про процес отриманих шляхом експерименту. Регулятори на базі нечіткої логіки можуть працювати з неповністю описаними системами і невідомою динамікою, для котрих потрібна апріорна математична модель об'єкта керування. Ще одна перевага регулятора на основі нечіткої логіки полягає в тому, що їх легко реалізувати на цифрових спеціалізованих великих інтегральних схемах.

Наведено приклад використання такого регулятора в процесі видобування сланцевого газу і змодельовано його дію в програмному середовищі MatLab.

Ключові слова: сланцевий газ, нечіткий регулятор, MatLab

Технология автоматизации процесса добычи сланцевого газа находится в начальной стадии разработки поэтому возникает необходимость постоянной эволюции технологической базы. Важным направлением такой эволюции является разработка систем управления процессом добычи сланцевого газа на базе методов нечеткой логики. Одно из главных преимуществ заключается в том, что регулятор на основе нечеткой логики можно создать по лингвистическим правилам. Управление в том случае осуществляется с помощью набора условных лингвистических операторов или правил (нечетких ассоциативных матричных), задающих конкретные ситуации управления. Такие условные лингвистические правила можно сформулировать, исходя из опыта и интуиции экспертов, из соображений здравого смысла или технологических данных о процессе, получаемых путем эксперимента. Регуляторы на базе нечеткой логики могут работать с полностью описанными системами с неизвестной динамикой, для них неабхадима априорная математическая модель объекта управления. Еще одно преимущество регулятора на основе нечеткой логики состоит в том, что их легко реализовать на цифровых специализированных больших интегральных схемах.

Приведен пример использования такого регулятора в процессе добычи сланцевого газа и смоделировано его действие в среде MatLab.

Ключевые слова: сланцевый газ, нечеткий регулятор, MatLab

The technology of shale gas extraction process automation due to being at its early stage of development needs further systematic improvement, especially in its technology datum surface. A considerable way to achieve the goal is the development of shale gas extraction control systems based on fuzzy logic. One of their main advantages results from employing fuzzy logic, i.e. applying linguistic rules to developing controllers. In that case management is performed by means of a set of specific linguistic statements or rules (i.e. fuzzy associative matrix of rules) determining specific management conditions. Specific linguistic statements are formulated (worded) based on experts experience and intuition, common sense or experimental technical data. Fuzzy logic based controllers can control incompletely described systems of unknown dynamics, needed a priori mathematical model of the object under controle. Another advantage of fuzzy logic controller is that they are easy to be integrated into specialized large-scale digital integrated circuits.

The article highlights a practical example of employment controllers under consideration and MatLab modeling of its operation.

Key words: shale gas, fuzzy control, MatLab

Постановка проблеми, актуальність та доцільність досліджень. На даний час в нашій державі гостро постало питання видобування дешевого та якісного газу. Одним з можливих напрямків розв'язання цієї проблеми є видобування газу з гірських порід, а саме сланцю. Видобування сланцевого газу є досить складним і непередбачуваним процесом. Але прогнозування всіх можливих випадків і включення їх до автоматичної системи управління, яка буде базуватися на нечіткому регуляторі, може підви-

щити ефективність розробки газових свердловин і знизити матеріальні затрати.

Аналіз літературних джерел. Дослідження, присвячені механізму при гідравлічному розриві пласта і математичному моделюванню цього процесу, обговорюються в оглядах В.А. Реутова, М.І. Economides, К.Г. Nolte, J.L. Gidley, С.А. Holditch, D.E. Nierode, R.W. Veatch, N.R. Warpinski, Z.A. Moschovidis, С.Д. Parker, І.С. Abou - Sayed. У цих роботах

вивчається вплив тріщин гідророзриву на фільтраційні процеси в пласті і на ефективність розробки родовищ нафти і газу.

Мета роботи. Створення нечіткого регулятора для автоматизації технологічного процесу видобування сланцевого газу.

Виклад основного матеріалу. Сланцевий газ - альтернативний природний газ, що видобувається зі сланцю. Складається переважно з метану. Для його видобування використовується горизонтальне буріння та гідророзрив пласта. Аналогічна технологія видобування застосовується і для видобування вугільного метану. Хоча сланцевий газ міститься і в невеликих кількостях (0,2-3,2 млрд.м³/км²), але за рахунок розтину великих площ можна одержати значну кількість такого газу. Головна перевага сланцевого газу - близькість до ринків збуту. За попередніми підрахунками кількість сланцевого газу в світі складає 200 трлн.м³. У США розвідані запаси сланцевого газу складають 24 трлн.м³, з яких технічно досяжні для видобування - 3,4 трлн.м³. Вітчизняний сланець може стати альтернативою російському газу. В Україні виявлено найбільші в Європі сланцеві поклади, які зосереджені на кордоні Кіровоградської і Черкаської областей, в районі Карпат і в Дніпровсько-Донецькій западині.

При видобуванні ПСГ не споруджують велику кількість поодиноких вертикальних свердловин, а пробурюється одна, від якої потім на великій глибині розходяться горизонтальні свердловини, довжина яких може сягати 2-3 км. Після цього в пробурені свердловини закачується під тиском суміш піску, води і хімікатів. Гідроударом руйнують перетинки газових кишень, що дає змогу зібрати запаси газу і відпомпувати їх через вертикальний стовбур. При такій технології немає потреби у великій кількості внутрішньопромислових газопроводів. В процесі буріння використовується новітнє сейсмічне моделювання 3D GEO, що дає змогу зробити процес точнішим і набагато швидшим. Схема видобування сланцевого газу за допомогою горизонтального буріння і гідророзриву пласта зображена на рисунку 1.

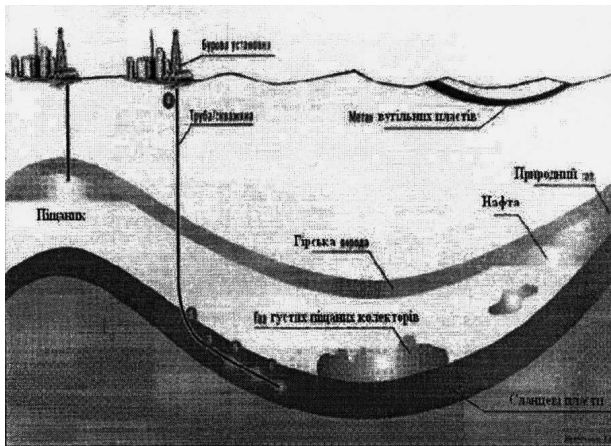


Рисунок 1 – Схема видобування сланцевого газу

До прикладу, якщо звичайна газова свердловина дає газ у промислових обсягах багато років, то сланцева свердловина через порівняно невеликі поклади газу та складні умови видобутку може «вичерпатися» навіть за два-три роки. Проблема полягала саме у відсутності можливості цілковитого доступу до покладів сланцевого газу, типовим способом видобутку якого були вертикальні свердловини, а, отже, горизонтальні поклади газу залишалися здебільшого недоступними.

Питання сланцевого газу не вельми інтригувало світ (зокрема промисловців США) на фоні балансу енергетичних рахунків. Та як тільки шальки терезів відхилилися в бік загострення проблем енергетичної безпеки, що неодноразово спостерігалось у II половині XX століття, країни відразу вирішили заглянути у перспективу забезпечення енергетичної безпеки за рахунок власного ресурсного потенціалу.

Так, в 90-х роках минулого століття було вдосконалено один з відомих методів видобутку сланцевого газу, який полягав у поступовому відхиленні осі буріння від вертикалі аж до 90 градусів з подальшою горизонтальною розробкою пласта. Далі у горизонтальних свердловинах методом гідроудару ліквідовувалися простінки, які відокремлювали заповнені газом порожнини, що об'єднувало простір і відкривало можливість для видобутку газу через одну свердловину.

Цей метод разом з сучасними інноваційними технологіями здешевив видобуток сланцевого газу, а в умовах стабільно високої вартості газу на світовому ринку й значного поширення сланцевих порід дав поштовх до інтенсивної розробки газоносних сланцевих пластів у США на початку XXI століття. У 2008 році видобуток сланцевого газу в США вийшов на промисловий рівень, а в 2009 США зайняли перше місце в світі за видобутком газу, причому 40% усього газу було отримано з нетрадиційних джерел - метану вугільних пластів і сланцевого газу. За даними інформаційного енергетичного агентства Міністерства енергетики США у 2010 році в США було видобуто 51 млрд. м³ сланцевого газу (10% від загального обсягу видобутку газу). До 2015 року обсяг видобутку сланцевого газу в США складе більше ніж 180 млрд.м³ на рік, а до 2020 - половину видобутку природного газу.

Гідравлічний розрив пласта (ГРП) є механічним методом впливу на продуктивний пласт, що полягає в розриві породи по площинах мінімальної міцності під дією надлишкового тиску, що створюється закачуванням у свердловину рідини розриву з витратою, за якої свердловина не встигає поглинати рідину. Флюїди, за допомогою яких з поверхні на вибір свердловини передається енергія, необхідна для розриву, називаються рідинами розриву. Після розриву під впливом тиску рідини тріщина збільшується, виникає її зв'язок з системою природних тріщин, не розкритих свердловиною, та із зонами підвищеної проникності. Таким чином, розширюється область пласта, дренажена свер-

дловиною. В утворенні рідинами розриву тріщини транспортують зернистий матеріал (пропані), що закріплює тріщини в розкритому стані після зняття надлишкового тиску.

В результаті ГРП кратно підвищуються дебіт свердловин за рахунок зниження гідравлічних опорів в привибійній зоні і збільшення фільтраційної поверхні свердловини, а також підвищується кінцева газовіддача за рахунок залучення до вироблення слабкодренованих зон. Метод ГРП має безліч технологічних рішень, зумовлених особливостями конкретного об'єкта обробки і метою, що досягається. Технології ГРП відрізняються, передусім, за об'ємами закачування технологічних рідин і пропантів та відповідно створюваними розмірами тріщин.

Найбільшого поширення здобув локальний гідророзрив, як ефективний спосіб дії на привибійну зону свердловин. При цьому буває достатнім створення тріщин завдовжки 10-20 м із закачуванням десятків кубічних метрів рідини і одиниць тонн пропанту. В цьому випадку дебіт свердловин збільшується в 2-3 рази.

Останніми роками інтенсивно розвиваються технології створення тріщин відносно невеликої протяжності в середньо- і високопроникних пластах, що дозволяє понизити опір привибійної зони і збільшити ефективний радіус свердловини.

Також застосовується селективний гідророзрив, який дозволяє залучити в розробку низькопроникні шари і підвищити їх продуктивність.

Щоб вибрати свердловину для гідророзриву необхідно змоделювати і визначити можливу її продуктивність, оцінити стан привибійної зони, можливе збільшення дебіту та додатковий видобуток продукції після гідророзриву.

Для моделювання продуктивності й стану привибійної зони газової свердловини зручно скористатись програмою MeeraMProd-I. Програма передбачає моделювання продуктивності свердловини за пластового тиску, більшого від тиску початку випадіння конденсату в пласті.

Існує три варіанти програми: перший – модель псевдорадіального припливу до свердловини без тріщини розриву в пласті з обмеженою зоною дренавання; другий – модель псевдорадіального припливу до свердловини в поєднанні з тривимірним припливом до вертикальної тріщини гідророзриву в пласті з обмеженим пластом; третій – модель псевдорадіального припливу до свердловини в поєднанні з тривимірним припливом до вертикальної тріщини гідророзриву в пласті з обмеженою зоною дренавання. Варіанти програми дають змогу розглядати приплив до свердловини з постійним дебітом або з постійним тиском.

Для визначення дискретної зміни дебіту свердловини чи тиску в свердловині у часі застосовується принцип суперпозиції. При цьому може бути враховано скін-фактор свердловини та скін-фактор тріщини. Оцінка зміни дебіту свердловини базується на оцінці зміни коефіцієнта продуктивності під впливом зміни термо-

баричних умов припливу в часі до свердловини без тріщини і з тріщиною.

Окрім перелічених вище параметрів, використовують ще один параметр – скін-ефект тріщини, який характеризує зміну фільтраційних властивостей породи навколо тріщини. Скін-ефект тріщини залежить від співвідношення між глибиною зони забруднення, перпендикулярної до стінки тріщини, та півдовжини закріпленого крила тріщини, помноженої на відношення проникності пласта до проникності зони кольтатації.

Для моделювання продуктивності свердловини та оцінки можливості і доцільності ПГРП ми використовуємо не тільки програму MeeraMProd-I, але й накопичений досвід його застосування.

Перед моделюванням вибрано вхідну інформацію та проаналізовано її. Перелік вхідної інформації для оцінки середніх параметрів продуктивних пластів у зоні дренавання та результати моделювання продуктивності й стану привибійної зони за програмою Meyer&Associates, IncMprod-I, Version5.12 відтворено на прикладі типової газової свердловини 2-А. У таблиці 1 наведено вхідні дані пласта К-11, розкритого перфорацією в інтервалі 4414...4441 м, і результати моделювання продуктивності.

Отже, якщо дебіт газу перед ПГРП складає 40 тис. м³/добу, а пластовий і вібраційний тиск відповідно 45,0 МПа і 31,0 МПа (депресія 14 МПа), то знайдений моделюванням поточний скін-ефект складе $S=4,7$, що означає, що привибійна зона забруднена. За два роки із свердловини можна буде видобути 24,2 млн. м³ газу.

Для створення моделі нечіткого регулятора використано програмний пакет Matlab, а саме його складову частину Fuzzy Logic Toolbox. Для створення бази правил використано алгоритм Mamdani.

В якості вхідних даних вибрано три параметри «півдовжину тріщини», «провідність» та «пластовий тиск».

Для параметра «півдовжина тріщини» вибрано діапазон зміни параметра від 50 до 200 м. Виберемо три терми «мала», «середня», «висока». Також використаємо гауссівський закон розподілу випадкової величини. Діалогове вікно параметра «півдовжина тріщини» зображене на рисунку 2.

Для параметра «провідність» вибрано діапазон зміни параметра від 0 до 0,2 мкм²·м. Вибрано три терми «низька», «середня», «висока». В даному випадку застосовуємо трапецийдальний закон розподілу випадкової величини. Діалогове вікно параметра «провідність» зображене на рисунку 3.

Для параметра «пластовий тиск» вибрано діапазон зміни параметра від 43 до 45 МПа. Вибрано три терми «мала», «середня», «висока». Також застосовано гауссівський закон розподілу випадкової величини. Діалогове вікно параметра «пластовий тиск» зображене на рисунку 4.

Таблиця 1 – Вхідна інформація для моделювання продуктивності свердловини 2-А

| Параметр | Значення |
|---|-----------------------|
| Вхідна інформація | |
| Площа дренування свердловини (радіус дренування 560), м ² | 1000000 |
| Товщина пласта, м | 20 |
| Початковий пластовий тиск, МПа | 45 |
| Проникність пласта (середня), мкм ² | 0,0003 |
| Пористість пласта (середня), % | 11 |
| Відносна густина газу за повітрям, ч.од. | 0,63 |
| Пластова температура, °С | 98 |
| Радіус свердловини, м | 0,09 |
| Розраховано за програмою | |
| Загальна стисливість пластової системи, 1/МПа | 1,25·10 ⁻⁸ |
| В'язкість пластового газу, мПа·с | 0,03 |
| Об'єм порового простору в зоні дренування, м ³ | 2,2·10 ⁶ |
| Запаси газу в зоні дренування, м ³ | 6,7·10 ⁸ |
| Продуктивність перед гідророзривом для S=5 | |
| Скін-ефект перед гідророзривом | 4,7 |
| Дебіт газу, тис.м ³ /добу | 40 |
| Очікуваний видобуток газу перед ПГРП за два роки, млн. м ³ | 24,2 |

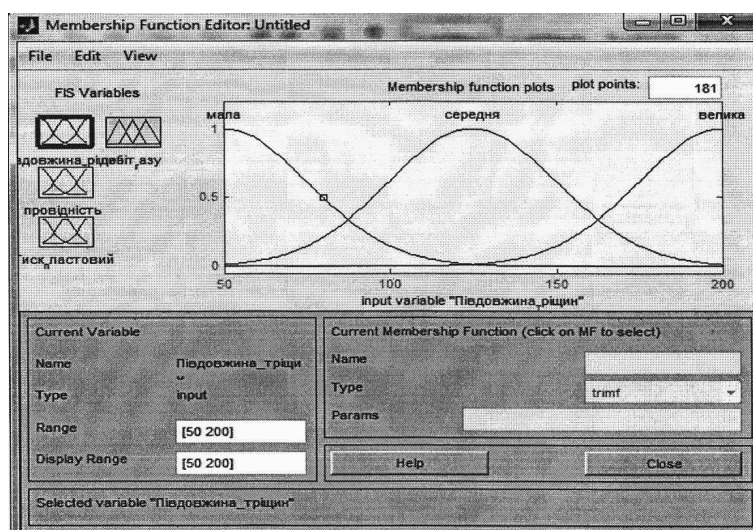


Рисунок 2 – Діалогове вікно налаштування параметра «півдовжина тріщини»

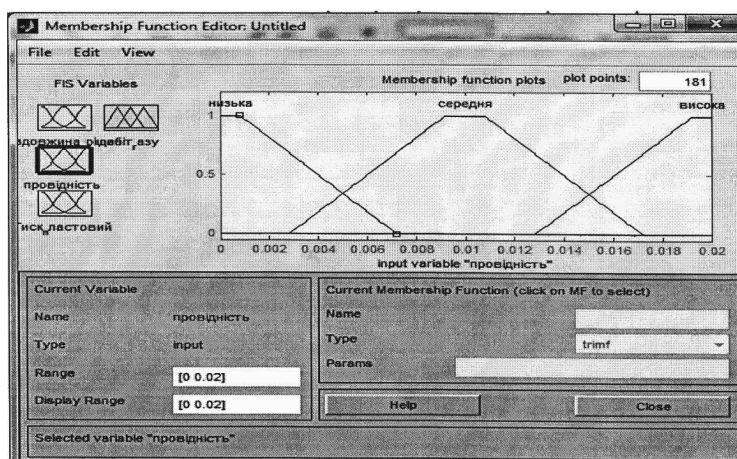


Рисунок 3 – Діалогове вікно налаштування параметра «пронідність»

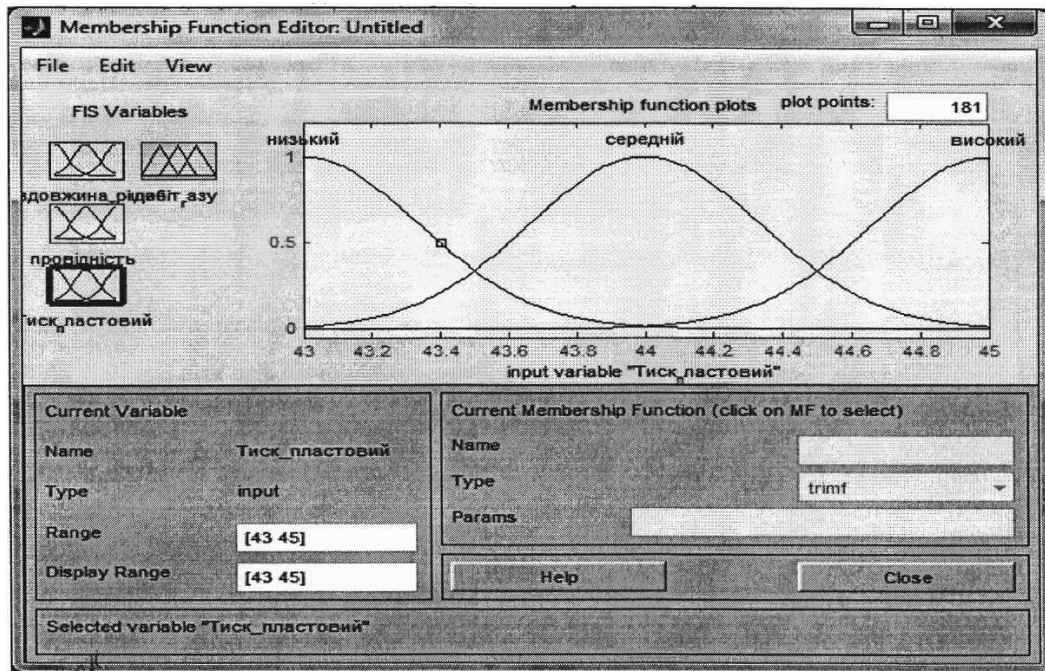


Рисунок 4 – Діалогове вікно налаштування параметра «пластовий тиск»

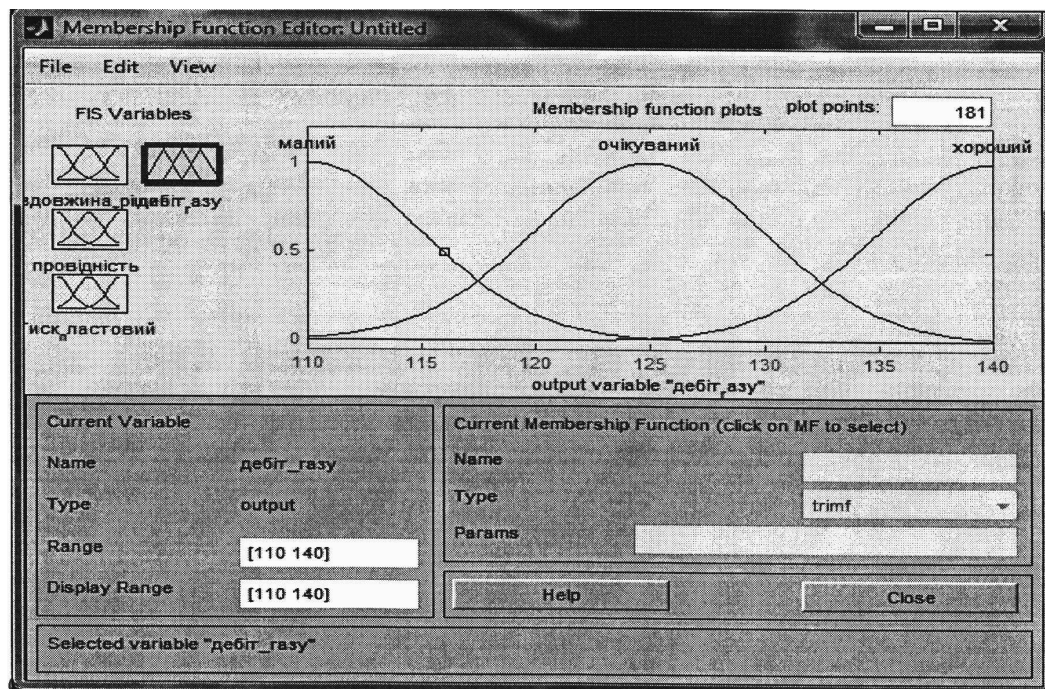


Рисунок 5 – Діалогове вікно налаштування параметра «дебіт газу»

В якості вихідних даних вибрано параметр «дебіт газу». Для цього вибрано діапазон зміни параметра від 110 до 140 тис.м³. Виберемо три терми «малий», «очікуваний», «хороший». Також застосуємо гауссівський закон розподілу випадкової величини. Діалогове вікно параметра «дебіт газу» зображено на рисунку 5.

Наступним кроком було створення бази правил (таблиця 2).

Дані з таблиці 2 занесемо до алгоритмічного блоку united (Mamdani). Це і є фактично основним кроком налаштування регулятора. Діа-

логове вікно створення бази правил регулятора зображено на рисунку 6.

Було враховано 27 можливих варіантів, тобто було створено 27 правил, за якими повинен працювати регулятор.

Для запуску регулятора вибрано пункт View - Rules. Діалогове вікно роботи регулятора зображено на рисунку 7. В залежності від того, як ми будемо змінювати вхідні параметри, буде змінюватись вихідний параметр «дебіт газу». Також показано ймовірність того, що вихідні і вхідні параметри буду використовувати відповідні правила.

Таблиця 2 – Зображення вихідних даних у лінгвістичній формі

| Півдовжина тріщини | Провідність | Пластовий тиск | Дебіт газу |
|--------------------|-------------|----------------|------------|
| Мала | низька | низький | малий |
| Мала | низька | середній | малий |
| Мала | низька | високий | малий |
| Середня | низька | низький | очікуваний |
| Середня | низька | середній | очікуваний |
| Середня | низька | високий | малий |
| Велика | низька | низький | очікуваний |
| Велика | низька | середній | очікуваний |
| Велика | низька | високий | малий |
| Мала | середня | низький | очікуваний |
| Мала | середня | середній | очікуваний |
| Мала | середня | високий | малий |
| Середня | середня | низький | очікуваний |
| Середня | середня | середній | очікуваний |
| Середня | середня | високий | малий |
| Велика | середня | низький | хороший |
| Велика | середня | середній | очікуваний |
| Велика | середня | високий | очікуваний |
| Мала | висока | низький | очікуваний |
| Мала | висока | середній | очікуваний |
| Мала | висока | високий | малий |
| Середня | висока | низький | хороший |
| Середня | висока | середній | очікуваний |

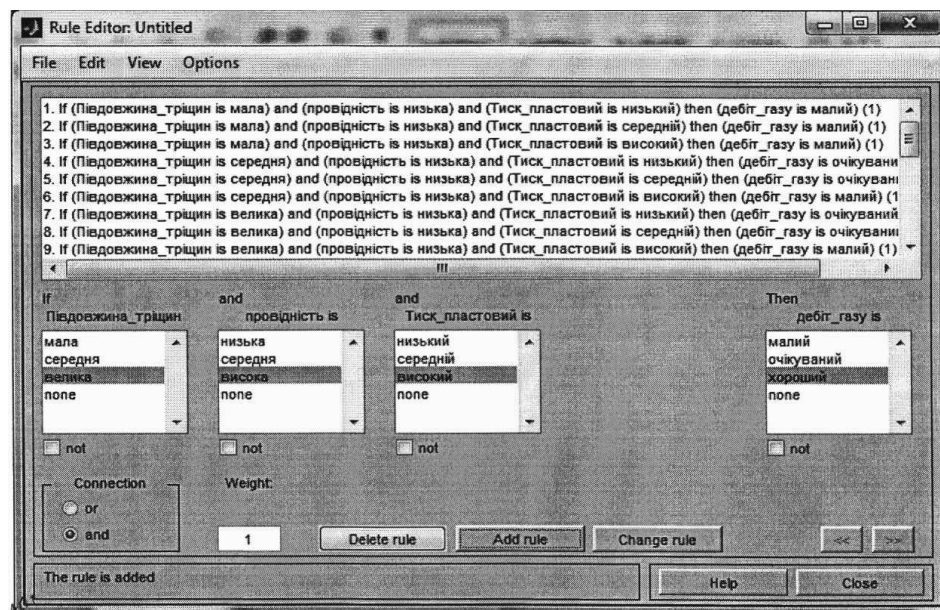


Рисунок 6 – Створення бази правил регулятора

Отже, ми можемо зобразити залежність між вхідними та вихідними параметрами у формі графіка (рис. 8).

Одним з основних параметрів контролю при гідророзриві пласта є тиск, який створюється у свердловині. Його можна регулювати за допомогою швидкості подачі речовини розриву у свердловину. У свою чергу, швидкість подачі регулюватимемо за допомогою насоса. Вхідни-

ми даними для створення регулятора слугуватимуть дані зі свердловини 55 - сх. Полтавська. На графіку зображена зміна витрати і тиску відносно часу. Для нормального проходження процесу ГРП саме ці параметри нам і потрібно підтримувати у відповідних межах.

Отже, завданням (метою) керування насосом є підтримання протягом певного часу відповідних значень витрати речовини розриву.

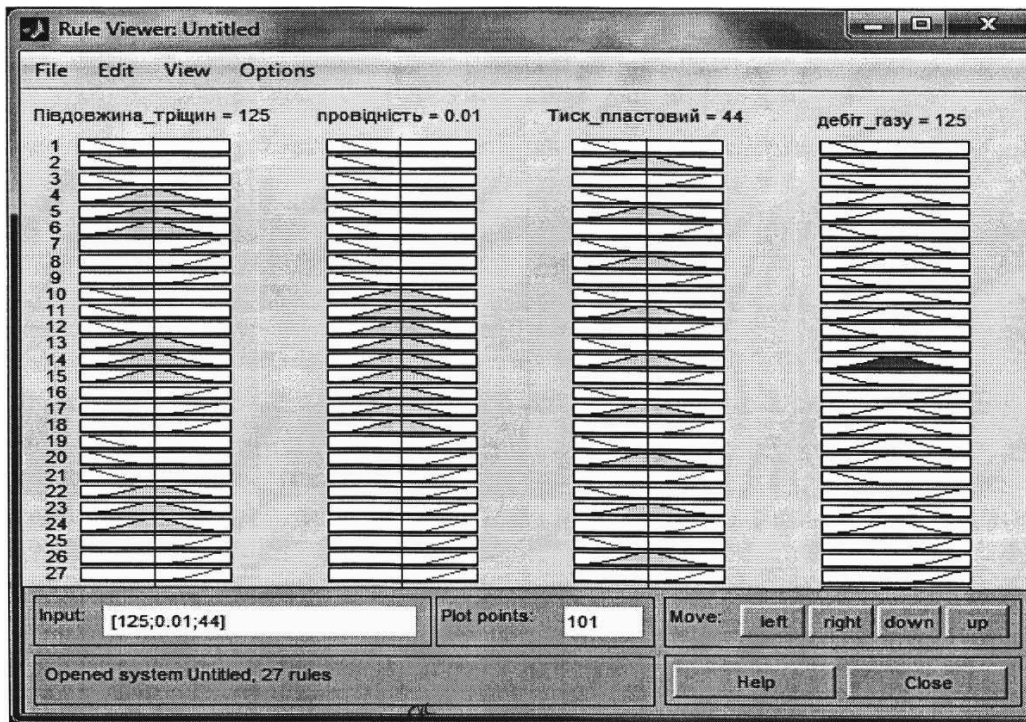


Рисунок 7 – Робота фаззі-регулятора

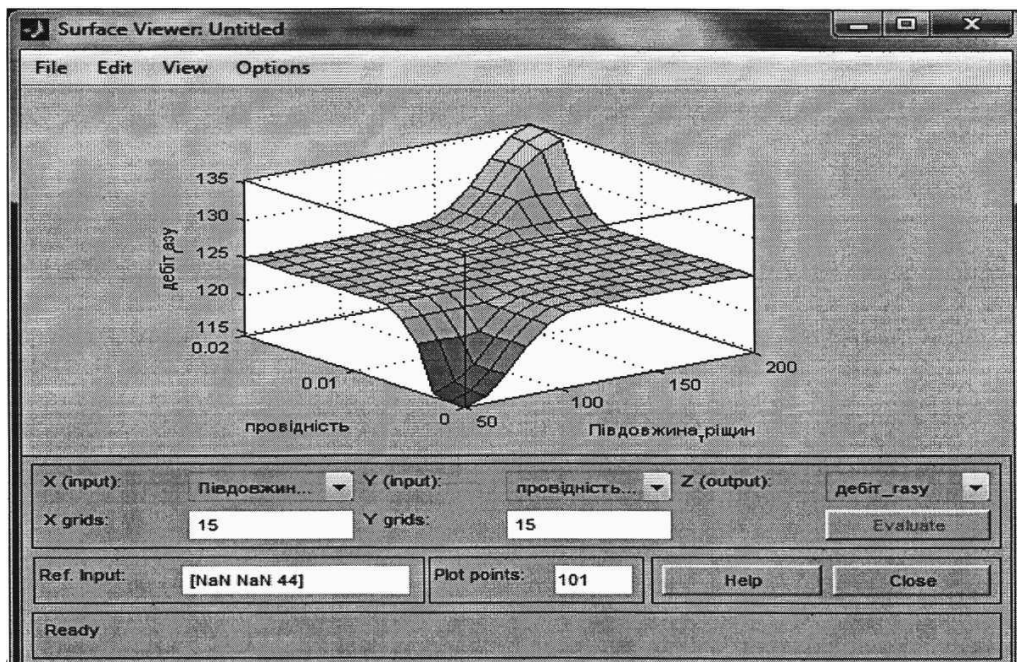


Рисунок 8 – Координатна вісь «півдовжина», «провідність», «дебіт газу»

У нашому випадку вхідними параметрами ми вважали «час проходження процесу» та «витрата речовини розриву». Для параметра «витрата речовини розриву» використано 5 термів: «мала», «нижче середньої», «середня», «вище середньої», «висока». Діалогове вікно налаштування даного параметра зображено на рис. 10. Вибрано гауссівську функцію розподілу випадкових величин.

Для параметра «час проходження процесу» виберемо 7 термінів: «початок», «1 фаза», «2 фаза», «середина», «3 фаза», «4 фаза», «кі-

нець». Вікно налаштування цього параметра зображено на рисунку 11. Вибрано трикутну функцію розподілу.

Вихідним параметром буде швидкість подачі речовини розриву, яка регулюється за допомогою відцентрового насоса. Параметр «насос» має 5 термів: «включити», «зменшити подачу», «залишити незмінною», «збільшити подачу», «виключити». Цей параметр буде мати трикутну функцію розподілу. Налаштування параметра «насос» зображено на рисунку 12. Значення параметра будуть змінюватись в діа-

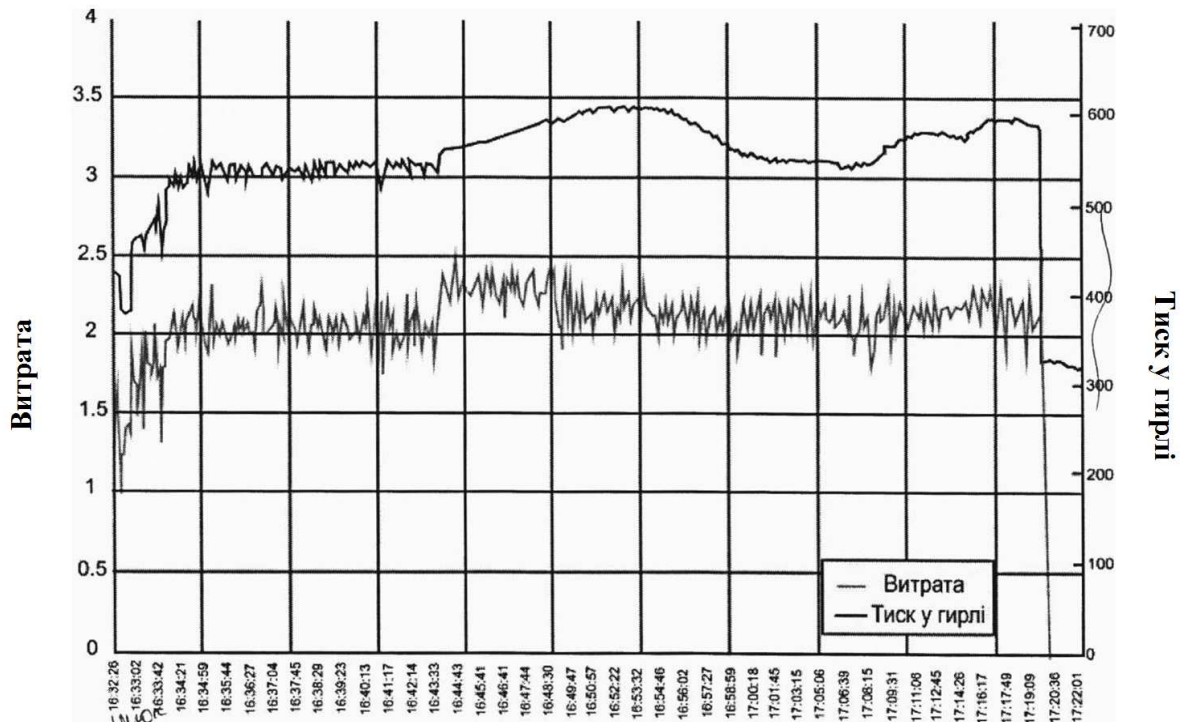


Рисунок 9 – Графік зміни тиску у гирлі свердловини залежно від витрати

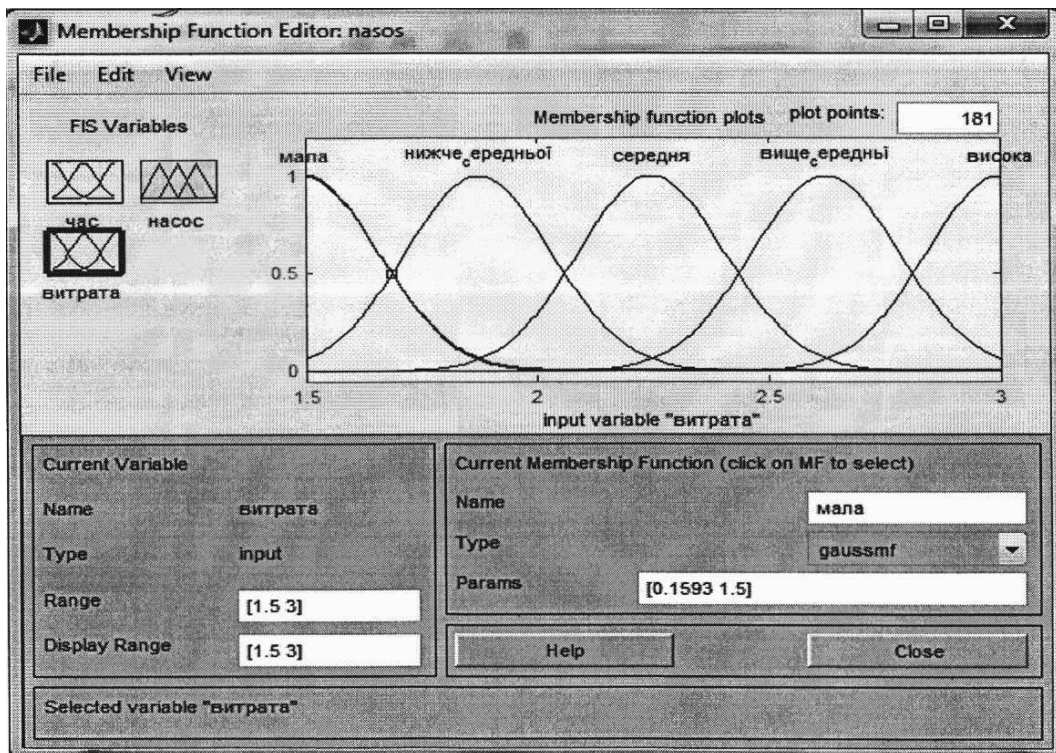


Рисунок 10 – Діалогове вікно налаштування параметра «витрата рідини розриву»

пазоні від 0 до 1. Тобто, якщо параметр «насос» приймає значення 0, то подача рідини розриву припиняється. Відповідно, якщо параметр «насос» приймає значення 1, то подача рідини розриву розпочинається. Значення параметра в діапазоні від 0 до 1 вказує, наскільки інтенсивно працює насос.

Наступним кроком є створення бази знань. Для цього ми занесемо всі дані про перебіг процесу в алгоритмічний блок nasos(Mamdani).

Слід зауважити, що при $t=0$ с насос буде автоматично включатись, а при досягненні кінцевого часу (в нашому випадку 3000 с) насос буде автоматично вимикатись. Протягом інтервалу часу від 0 до 3000 секунд насос може змінювати подачу рідини розриву в залежності від того, яке саме значення потрібно для підтримання відповідного значення тиску. Занесемо всі дані, необхідні для створення бази знань, у таблицю 3.

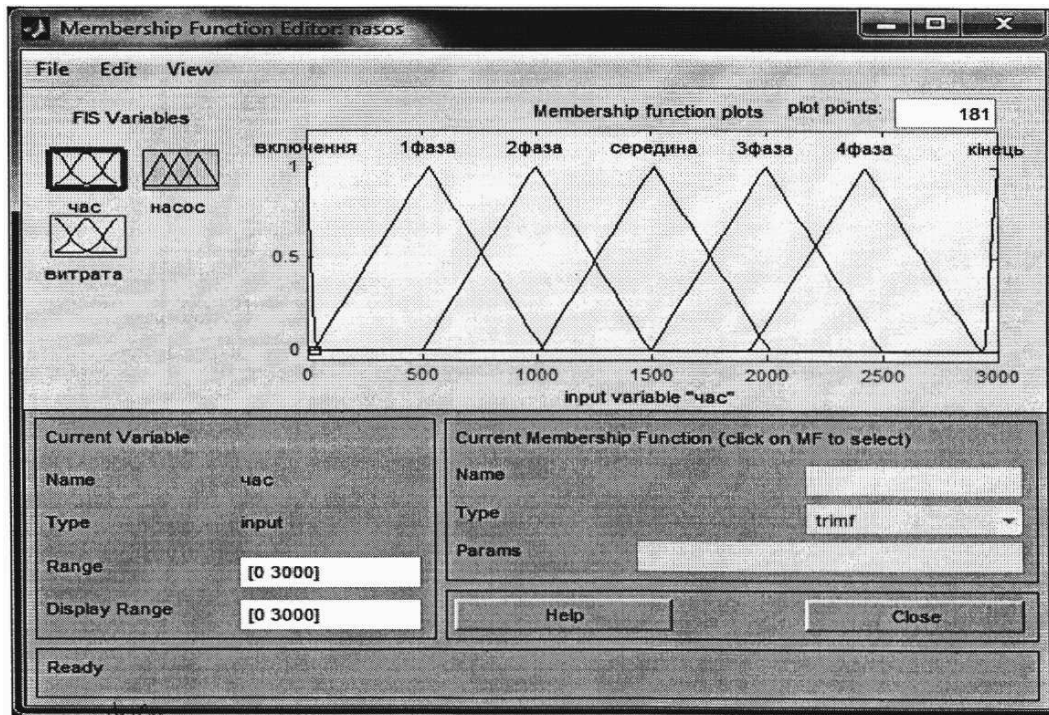


Рисунок 11 – Діалогове вікно налаштування параметра «час проходження процесу»

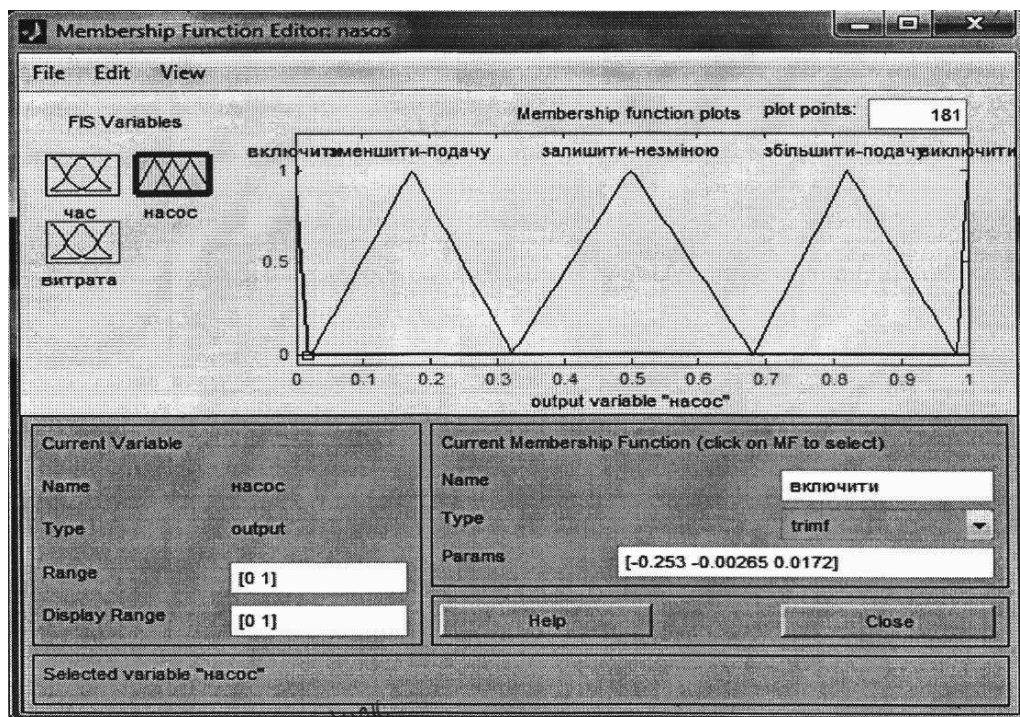


Рисунок 12 – Налаштування параметра «насос»

Функціонування регулятора зображено на рисунку 13.

Для наочного відображення принципу регулювання використаємо графіки залежності параметрів «час проходження процесу» та «витрата» від «насоса».

Наочне відображення того, як насос керує витратою речовини розриву, показано на рисунку 15.

Висновки. Використовуючи теорію нечітких множин, створено нечіткий регулятор, що дало змогу керувати насосом та підтримувати протягом певного часу відповідні значення витрати речовини при розриві пласта.

Таблиця 3 – Дані для створення бази знань для нечіткого регулятора

| Витрата | Час проходження | Насос |
|-----------------|-----------------|--------------------|
| - | початок | включити |
| мала | 1 фаза | збільшити |
| нижче середньої | 1 фаза | збільшити |
| середня | 1 фаза | збільшити |
| вище середньої | 1 фаза | залишити незмінною |
| висока | 1 фаза | зменшити |
| мала | 2 фаза | збільшити |
| нижче середньої | 2 фаза | збільшити |
| середня | 2 фаза | збільшити |
| вище середньої | 2 фаза | залишити незмінною |
| висока | 2 фаза | залишити незмінною |
| мала | середина | збільшити |
| нижче середньої | середина | збільшити |
| середня | середина | збільшити |
| вище середньої | середина | збільшити |
| висока | середина | залишити незмінною |
| мала | 3 фаза | збільшити |
| нижче середньої | 3 фаза | збільшити |
| середня | 3 фаза | збільшити |
| вище середньої | 3 фаза | залишити незмінною |
| висока | 3 фаза | залишити незмінною |
| мала | 4 фаза | залишити незмінною |

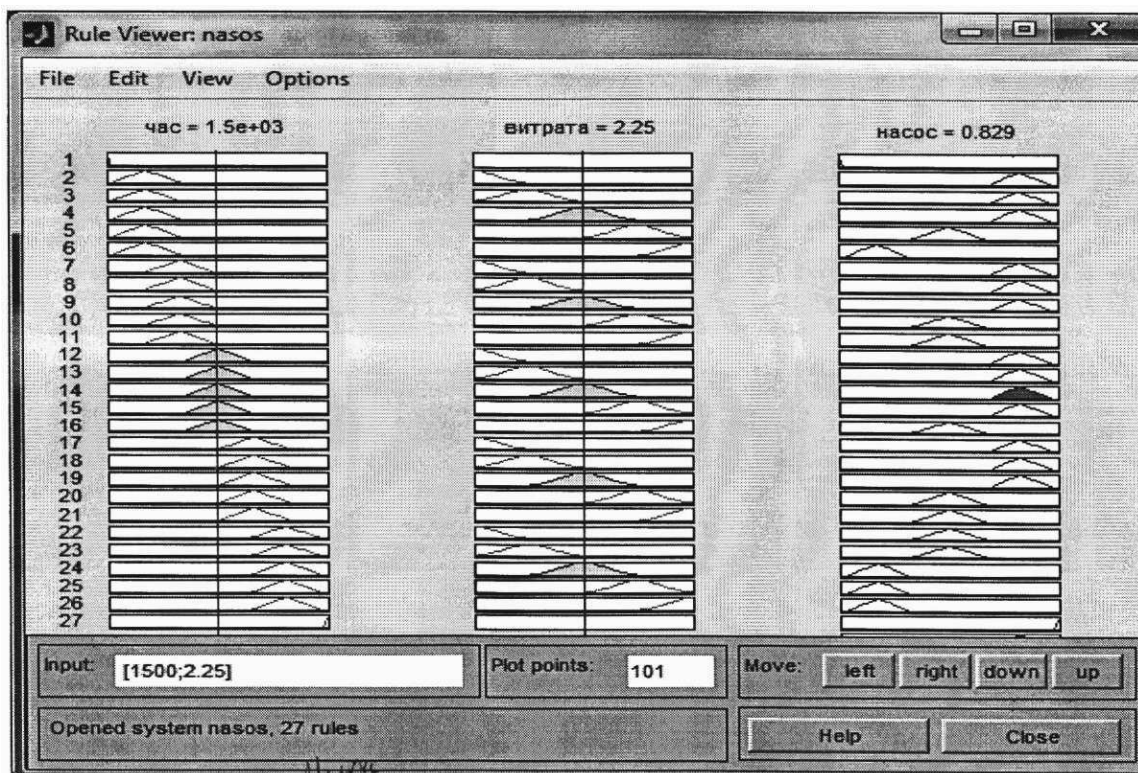


Рисунок 13 – Принцип регулювання нечіткого регулятора

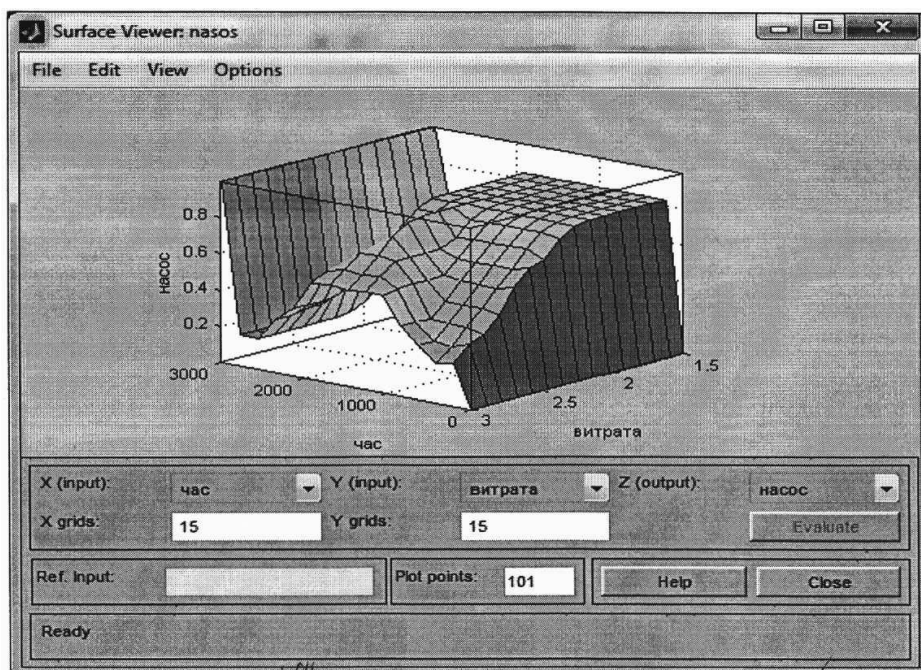


Рисунок 14 – Залежність «часу» та «витрати» від «насоса»

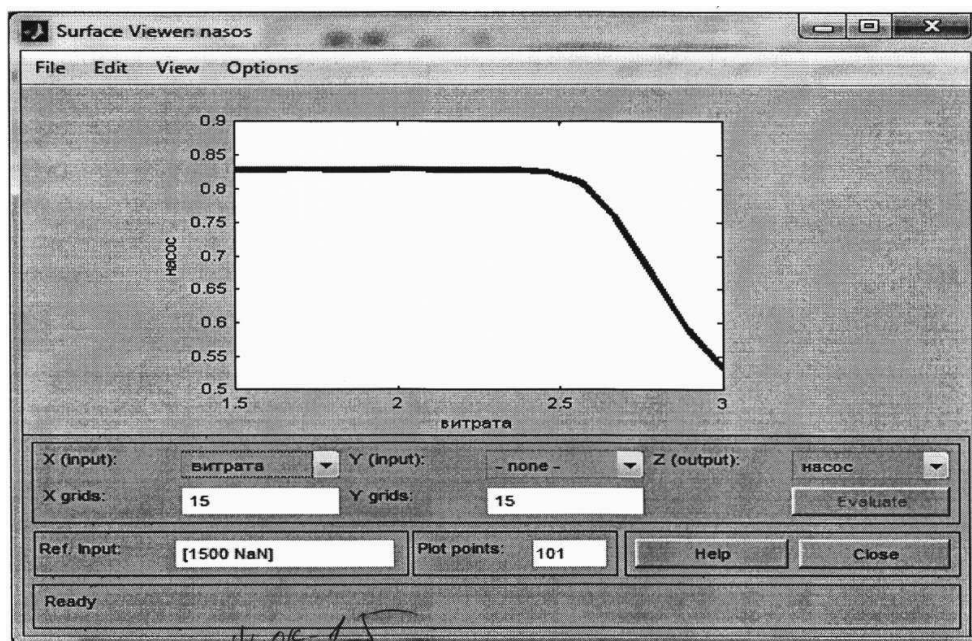


Рисунок 15 – Схема керування витратою за допомогою насоса

Література

1 Д. А. де Векки Новый справочник химика и технолога. Основные свойства неорганических, органических и элементоорганических соединений. – С.-Пб.: АНО НПО «Мир и Семья», 2002. – 1280 с.

2 Кемпбел Д.М. Очистка и переработка природных газов. (Норман, США, 1972); пер. с англ. под ред. д-ра техн. наук Гудкова С.Ф. – М.: Недра, 1977. – 349 с.

3 Лукас В.А. Теория автоматического управления: Учебник для вузов / В.А. Лукас // М.: Недра, 1990. – 416 с.

4. Интернет сторінка: http://www.gas-journal.ru/gij/gij_detailed_work.php

5 Интернет сторінка : http://www.etckbn.ru/tech_byproduct.html.

6 Руководство по эксплуатации Альфа v.1.0.24

7 Справочная система из дистрибутива Trace Mode 6.06 Pro.

Стаття надійшла до редакційної колегії
29.05.12

Рекомендована до друку професором
Юрчишиним В.М.

ПОБУДОВА СИСТЕМ УПРАВЛІННЯ ОБ'ЄКТАМИ ГАЗОТРАНСПОРТНОЇ СИСТЕМИ НА БАЗІ УНІФІКОВАНОЇ ТЕХНОЛОГІЇ ГЕНЕРУВАННЯ ФУНКЦІОНАЛЬНИХ БЛОКІВ З ЇХ МАТЕМАТИЧНИХ МОДЕЛЕЙ

¹І.В. Назаренко, ²М.Я. Николайчук

¹Управління магістральних газопроводів «Київтрансгаз»; 03065, м. Київ, пр. Комарова, 44,
тел. (044) 239-77-65, e-mail: niv@ktg.com.ua

²ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42153,
e-mail: ktsu@pung.edu.ua

В статті вирішується актуальна науково-технічна задача, пов'язана з використанням сучасних інформаційних технологій в газотранспортній системі (ГТС), яка є стратегічною і відноситься до складних територіально розподілених об'єктів управління.

Сьогодні в газотранспортній галузі застосовуються апаратно-програмні засоби різних поколінь і виробників, а також методики створення і налагодження алгоритмів керування, що ускладнює процедури і процеси керування окремими об'єктами і ГТС загалом.

Аналіз алгоритмів керування об'єктами компресорного цеху свідчить про тісний взаємозв'язок між технологічними параметрами і ознаками стану об'єктів керування, а також апаратно-програмними засобами систем автоматичного керування компресорними цехами (САК КЦ). Крім того, значна частина функцій керування виконується на рівні апаратних програмованих логічних контролерів (ПЛК - GE Fanuc, -Siemens, -Mitsubishi та інші.), які використовують мови програмування, що базуються на стандарті IEC 61131. Тому, для уніфікації алгоритмів і процедур керування, а також уніфікації апаратно-програмних засобів САК КЦ, доцільним і перспективним є побудова систем управління об'єктами ГТС на базі технології автоматичного генерування функціональних блоків стандарту IEC 61131.

Для вирішення вказаних задач, запропоновано методику генерування функціональних блоків в стандарті IEC 61131 з математичних моделей алгоритмів управління, попередньо виконаних в програмному середовищі MATLAB Simulink, при вирішенні задач побудови систем управління технологічними об'єктами ГТС.

Апробовано процедури та досліджено інформаційні процеси автоматичного генерування функціональних блоків IEC 61131 для програмованих логічних контролерів.

Розроблено функціональні блоки IEC 61131 на основі математичних моделей алгоритмів керування компресорними станціями (КС).

Ключові слова: система управління об'єктами газотранспортної системи; алгоритмів керування, стандарт IEC 61131; математична модель

В статье решается актуальная научно-техническая задача, связанная с использованием современных информационных технологий в газотранспортной системе (ГТС), которая является стратегической и относится к сложным территориально распределенным объектам управления.

Сегодня в газотранспортной отрасли применяются аппаратно-программные средства разных поколений и производителей, а также методики создания и отладки алгоритмов управления, что усложняет процедуры и процессы управления отдельными объектами и ГТС в целом.

Анализ алгоритмов управления объектами компрессорного цеха свидетельствует о тесной взаимосвязи между технологическими параметрами и признаками состояния объектов управления, а также аппаратно-программными средствами систем автоматического управления компрессорными цехами (САУ КЦ). Кроме того, значительная часть функций управления выполняется на уровне аппаратных программируемых логических контроллеров (ПЛК - GE Fanuc, -Siemens, -Mitsubishi и др.), использующих языки программирования, основанные на стандарте IEC 61131. Поэтому, для унификации алгоритмов и процедур управления, а также унификации аппаратно-программных средств САУ КЦ, целесообразным и перспективным является построение систем управления объектами ГТС на базе технологии автоматического генерирования функциональных блоков стандарта IEC 61131.

Для решения указанных задач, предложена методика генерирования функциональных блоков в стандарте IEC 61131 с математических моделей алгоритмов управления, предварительно выполненных в среде MATLAB Simulink, при решении задач построения систем управления технологическими объектами ГТС.

Апробированы процедуры и исследованы информационные процессы автоматического генерирования функциональных блоков IEC 61131 для программируемых логических контроллеров.

Разработаны функциональные блоки IEC 61131 на основе математических моделей алгоритмов управления компрессорными станциями (КС).

Ключевые слова: система управления объектами газотранспортной системы; алгоритмы управления, стандарт IEC 61131; математическая модель

The paper is dedicated to relevant scientific and technical problems associated with the use of modern information technologies in gas transmission system (GTS), which is strategic and relates to the complex geographically distributed control facilities.

Today, gas transmission system uses hardware and software from different manufacturers in many versions, as well as different methods of creating and debugging control algorithms. It complicates the procedure and process individual objects' controlling as well as GTS in general.

The analysis of algorithms objects' controlling in compressor stations that shows a strong correlation between technological parameters and characteristics of controlled objects, as well as hardware and software of automatic control systems of compressor groups (ACS CG). In addition, most of the management functions are implemented in the hardware programmable logic controllers (PLC - GE Fanuc, -Siemens, -Mitsubishi and others.), using a programming language based on standard IEC 61131.

Therefore, for unification of the algorithms and control procedures and to unify hardware and software SAC KS, appropriate and promising construction of management based on GTS technology is needed the new method of generating functional blocks in the standard IEC 61131 with mathematical models of algorithms are used to solve these problems with building control systems for GTS. Previously it was performed in the software environment MATLAB Simulink. Approved procedures and information processes investigated automatic generation of functional blocks of IEC 61131 for programmable logic controllers.

The procedures are tested, and information processes of automatic generation of IEC 61131 function blocks for programming logic controllers (PLC) are investigated.

The IEC 61131 function blocks based on the mathematical models for the compressor station (CS) control algorithm have been developed.

Key words: control systems of gas transmission system objects; control algorithms; the standard IEC 61131, a mathematical model

Вступ. Побудова систем управління об'єктами ГТС, яка характеризується складністю, багаторівневністю і територіальною розподіленістю є актуальним науково-технічним завданням, пов'язаним з широким застосуванням сучасних інформаційних технологій і людино-машинних комплексів [1].

У даний час, застосовуються апаратно-програмні засоби різних поколінь і виробників, а також методики створення і налагодження алгоритмів керування, що ускладнює процедури і процеси керування окремими об'єктами і ГТС загалом.

В статті наводяться результати дослідних і проектних робіт з уніфікації процедур створення (автоматичного генерування) функціональних блоків стандарту IEC 61131 для програмованих логічних контролерів на основі математичних моделей і алгоритмів керування при побудові систем управління об'єктами ГТС.

Аналіз алгоритму керування компресорним цехом. Алгоритм керування компресорним цехом включає:

- алгоритм запуску системи автоматичного керування компресорним цехом (САК КЦ);
- алгоритм вводу/виводу газоперекачувального агрегату (ГПА) в трасу;
- алгоритм холодної рециркуляції ГПА.

В алгоритмі керування компресорним цехом, першочергово виконується інформаційний обмін даними з об'єднаними системами САК ГПА.

В інформаційному обміні з САК ГПА САК КЦ є ведучою системою, яка почергово надсилає в САК кожного з ГПА, що працюють в трасу під керуванням цехового регулятора, запити на зчитування даних, в яких містяться поточні значення аналогових параметрів і сигналів стану. Далі САК КЦ зчитує інформацію і заносить її до регістрів, до яких свого часу звертаються програми, що реалізують алгоритми керування.

Перевіряється стан ознаки «САК КЦ в роботі». Якщо вказана ознака не встановлена, то перевіряється готовність САК КЦ до пуску, і

після надходження команди «ПУСК САК КЦ» ознака «САК КЦ В РОБОТІ» встановлюється в логічну одиницю.

Скидання ознаки «САК КЦ в роботі» у логічній нуль здійснюється за командою «Стоп САК КЦ».

Якщо ознака «СА КЦ В РОБОТІ» встановлена в логічну одиницю, то запускається система антипомпажного регулювання КЦ.

Далі перевіряється надходження команди «СТОП САК КЦ». Якщо команда «СТОП САК КЦ» надійшла, ознака «САК КЦ В РОБОТІ» скидається і здійснюється вихід з алгоритму.

Якщо команда «СТОП САК КЦ» не надійшла, перевіряється виконання умов:

$$P_{вх. \min}^{уст.} - P_{вх.}^{nom.} < \varepsilon_{p.gr}^{ex. \min}, \quad (1)$$

де $P_{вх. \min}^{уст.}$ – уставка за мінімальним тиском на вході;

$P_{вх.}^{nom.}$ – поточне значення тиску на вході;

$\varepsilon_{p.gr}^{ex. \min}$ – граничне значення неузгодженості за мінімальним тиском на вході.

Якщо дана умова виконується, то здійснюється перехід на регулювання в функції $\varepsilon_p^{ex. \min}$. У такий спосіб здійснюється функція захисту обладнання КЦ від недопустимого зниження тиску на вході КЦ.

Якщо (1) не виконується, тобто поточне значення тиску на вході КЦ не нижче допустимого, перевіряється умова обмеження поточно-го значення тиску на виході КЦ зверху:

$$\left| \varepsilon_{p.gr}^{вих. \min} \right| = P_{вих. КЦ}^{уст.} - P_{вих. КЦ}^{nom.}, \quad (2)$$

де $\left| \varepsilon_p^{вих. \min} \right|$ – значення неузгодженості за максимальним тиском на вході;

$P_{вих. КЦ}^{уст.}$ – уставка тиску на виході КЦ;

$P_{вих. КЦ}^{nom.}$ – поточне значення тиску на виході КЦ.

Якщо значення неузгодженості $\left| \varepsilon_{p,gr}^{вих. max} \right|$ більше граничного, здійснюється перехід до регулювання за $\varepsilon_p^{ex. max}$.

Перехід до регулювання за $\varepsilon_p^{ex. min}$ або $\varepsilon_{p,gr}^{вих. max}$ є «стоп-умовою» для реалізації функцій:

- введення ГПА в трасу;
- виведення ГПА з траси за командою оперативного персоналу.

Блок запуску САК КЦ можна об'єднати в один логічний алгоритм.

Якщо від оперативного персоналу надійшла команда на введення агрегату в трасу, то виконується перевірка на виконання «старт-умов» даного режиму:

- агрегат, що вводиться в трасу, повинен централізовано керуватись САК КЦ;
- агрегат, що вводиться в трасу, повинен функціонувати в режимі «КІЛЬЦЕ»;
- агрегат, що вводиться в трасу, не повинен знаходитись в режимі аварійного (АЗ) або нормального зупинів (НЗ);
- КЦ повинен знаходитись або в режимі «Слідкування», або в режимі «Навантаження».

Якщо для ГПА, що вводиться в трасу, виконується нерівність:

$$P_{газу за н.} - P_{вих. КЦ} \geq 0.5 \text{ кг} / \text{см}^2, \quad (3)$$

де $P_{газу за н.}$ – тиск газу за нагнітачем (агрегатний параметр, який надходить від САК ГПА);

$P_{вих. КЦ}$ – тиск на виході колектора КЦ (цеховий сигнал, який надходить від автоматизованого робочого місця змінного інженера компресорного цеху (АРМ ЗІ КЦ)), що відповідає відкриттю зворотнього клапана, САК КЦ формує та передає в САК ГПА, який вводиться в трасу, запит на введення ГПА в трасу.

За даним запитом САК ГПА, що вводиться в трасу, реалізує відкриття крану (Кр2).

САК КЦ перевіряє відкриття (Кр2) за заданий інтервал часу. Якщо (Кр2) не відкрився на за заданий інтервал часу, формується та видається оперативному персоналу повідомлення «Вхід перервано, (Кр2) закритий».

Якщо (Кр2) агрегату, який вводиться в трасу, відкритий, то це означає, що «старт-умови» введення в трасу виконані. Далі починається збільшення потужності агрегату із заданою швидкістю. При цьому змінюється частота обертання ротора ГПА, який вводиться в трасу.

У випадку, якщо ГПА, який вводиться в трасу, опиняється в проміжному стані, то ознака «КІЛЬЦЕ» встановлюється в логічний нуль, а ознака «ТРАСА» ще не встановлена в одиницю, тому швидкість зміни потужності знижується.

Швидкість збільшення потужності поновлюється у випадку виявлення сигналу «ТРАСА».

Потужність агрегату, що вводиться в трасу, збільшують доти, поки поточне значення

віддаленості від лінії помпажу « $L_{pot.}$ » не перевищить граничне значення « $L_{si.}$ ».

Після виконання вказаних процедур обчислюються поточні значення коефіцієнтів розподілу навантаження (α_i) для кожного з агрегатів, які працюють в трасу, з урахуванням ГПА, який введений в трасу:

$$\alpha_i = \frac{N_i}{N_{КЦ}}, \quad (4)$$

де N_i – потужність, що віддається в трасу i -го ГПА (обчислюється САК ГПА);

$N_{КЦ}$ – сумарна потужність усіх агрегатів, що працюють в трасу під керуванням САК КЦ.

Далі скидається ознака «ВВЕДЕННЯ ГПА В ТРАСУ».

За час виконання процедури введення ГПА в трасу САК КЦ перевіряє, чи не змінилася кількість та склад ГПА, які працюють в режимі централізованого керування. Якщо вказані зміни відбулись, то це є «стоп-умовою» введення ГПА в трасу.

Якщо команда на введення ГПА в трасу відсутня, то перевіряється надходження команди на виведення ГПА з траси.

При надходженні команди на виведення j -го ГПА з траси, перевіряється виконання «старт-умови» виведення.

Ось «старт-умови» режиму «ВИВЕДЕННЯ ГПА З ТРАСИ»:

- агрегат, що виводиться, не повинен знаходитись в режимах аварійного (АЗ) або нормального (НЗ) зупинів;

- агрегат, що виводиться, повинен працювати у трасу в режимі централізованого керування (під керуванням САК КЦ);

- компресорний цех повинен працювати або в режимі «СЛІДКУВАННЯ», або в режимі «РОЗВАНТАЖЕННЯ»;

- впродовж виконання процедури виведення агрегату з траси не повинні змінюватись кількість та склад агрегатів, які працюють під керуванням САК КЦ.

Якщо «старт-умови» не виконуються, то формується відповідне повідомлення оперативному персоналу та скидається ознака «ВИВЕДЕННЯ ГПА З ТРАСИ».

Якщо «старт-умови» виведення з траси виконані, а ГПА, що виводиться, знаходиться не в проміжному положенні і не на «кільці», встановлюється максимальна швидкість зменшення потужності агрегату.

Далі обчислюються фактичні значення коефіцієнтів розподілу навантаження $\alpha_{кф}$ для агрегатів, які залишаються в трасі під керуванням САК КЦ відповідно до виразу:

$$\alpha_{кф} = \frac{N_k}{N_{КЦ} - N_j}, \quad (5)$$

де N_k – потужність, яка віддається в трасу кількості ГПА, які працюють під керуванням САК КЦ;

$N_{КЦ}$ – сумарна потужність, що віддається в трасу ГПА, які працюють під керуванням САК КЦ;

N_i – потужність, яка віддається ГПА, що виводиться з траси.

Якщо ГПА, що виводиться з траси, переходить у проміжне положення (сигнал «ТРАСА» дорівнює нулю, а сигнал «КІЛЬЦЕ» ще не встановлено в одиницю), знижується швидкість зменшення потужності ГПА, який виводиться.

У випадку, якщо агрегат, який виводиться, виходить на «кільце», швидкість зменшення потужності ГПА, який виводиться, відновлюється.

Скидання потужності ГПА, який виводиться, продовжується до тих пір, поки не буде виконана нерівність:

$$P_{вих.КЦ} - P_{j \text{ за н.}} \geq 2 \text{ кг / см}^2, \quad (6)$$

де $P_{вих.КЦ}$ – тиск газу на виході колектора КЦ;

$P_{j \text{ за н.}}$ – тиск газу за нагнітачем ГПА, який виводиться з траси.

Виконання останньої умови забезпечує надійне закриття зворотнього клапана ГПА, який виводиться з траси.

Нерівність (6) формує «стоп-умову» виведення ГПА з траси. Після виконання «старт-умови» анулюється ознака «ВИВЕДЕННЯ ГПА З ТРАСИ».

«Стоп-умовами» алгоритму виведення ГПА з траси є:

- зміна кількості або стану агрегатів, які працюють в трасу під керуванням САК КЦ;
- перехід в режим «НАВАНТАЖЕННЯ».

Блок вводу/виводу ГПА з траси можна об'єднати в один логічний алгоритм (рис. 1).

Таким чином, аналіз алгоритмів керування об'єктами компресорного цеху свідчить про тісний взаємозв'язок між технологічними параметрами і ознаками стану об'єктів керування, а також апаратно-програмними засобами САК КЦ. Крім того, значна частина функцій керування виконується на рівні апаратних програмованих логічних контролерів (GE Fanuc, Siemens, Mitsubishi та інш.), які використовують мови програмування, що базуються на стандарті IEC 61131 [2]. Тому для уніфікації алгоритмів і процедур керування, а також уніфікації апаратно-програмних засобів САК КЦ автори вважають за доцільне і перспективне побудову систем управління об'єктами ГТС на базі технології автоматичного генерування функціональних блоків стандарту IEC 61131 з математичних моделей алгоритмів керування технологічними об'єктами.

Технологія генерування управляючих функціональних блоків з їх математичних моделей. На рис. 2 наведено математичну модель алгоритму керування компресорним цехом, виконану в програмному середовищі MATLAB Simulink [3], яка включає:

- SAKR KC – функціональний блок САК КЦ;
- GPA1, GPA2 – функціональні блоки ГПА1 і ГПА2;
- SB1...SB16 – перемикачі логічних станів;
- I1, I2 – вхідні аналогові сигнали функціонального блоку САК КЦ;
- I4...I6 – входи установки за мінімумом і максимумом функціонального блоку САК КЦ;
- I7...I12 – вхідні аналогові сигнали функціонального блоку ГПА1;
- I13...I18 – вхідні аналогові сигнали функціонального блоку ГПА2;
- Q1...Q24 – вихідні сигнали функціональних блоків.

Для виконання процедури автоматичної генерації функціонального блоку в стандарті IEC 61131, необхідно вибрати даний блок і визначити його параметри «Subsystem Parameters». В діалоговому вікні визначається «Treat as atomic unit». Далі вибирається опція «PLC Coder/Options».

Крім того, існує можливість визначити тип ПЛК за виробником, для якого буде згенеровано код (Target IDE). На рис. 3 зображено результат процесу генерування коду для управляючого блоку САК КЦ.

На рис. 4 показано послідовність виконання процедур автоматичної генерації управляючого функціонального блоку для PLC Simatic S7 шляхом претворення управляючого функціонального блоку математичної моделі з середовища MATLAB Simulink в програмний код на мові SCL [4].

Таким чином, дана технологія може бути застосована і для інших математичних моделей об'єктів управління, що підвищує оперативність створення і налагодження управляючих функціональних блоків для апаратних ПЛК.

Нижче наведено результати застосування уніфікованої технології автоматичного генерування управляючого функціонального блоку ГПА. Даний блок складається із трьох окремих блоків (рис. 5-7), розроблених на основі :

- Start_GPA (рис. 5);
- Stop_GPA (рис. 6);
- Recirculation (рис. 7).

На рис. 8 показано управляючий функціональний блок ГПА, створений на основі математичної моделі і алгоритму керування.

Інтеграція моделей в апаратно-програмні засоби Simatic S7. Для інтеграції математичних моделей в апаратні PLC (наприкладі апаратно-програмних засобів «Siemens»), програмний код, який був автоматично згенерований в програмному модулі Simulink PLC Coder, необхідно скопіювати в функціональні блоки базового програмного пакету Simatic STEP 7 [5, 6] (рис. 9).

В результаті компіляції даного коду, створюється функціональний блок FB2, який може бути безпосередньо записаний в апаратний PLC.

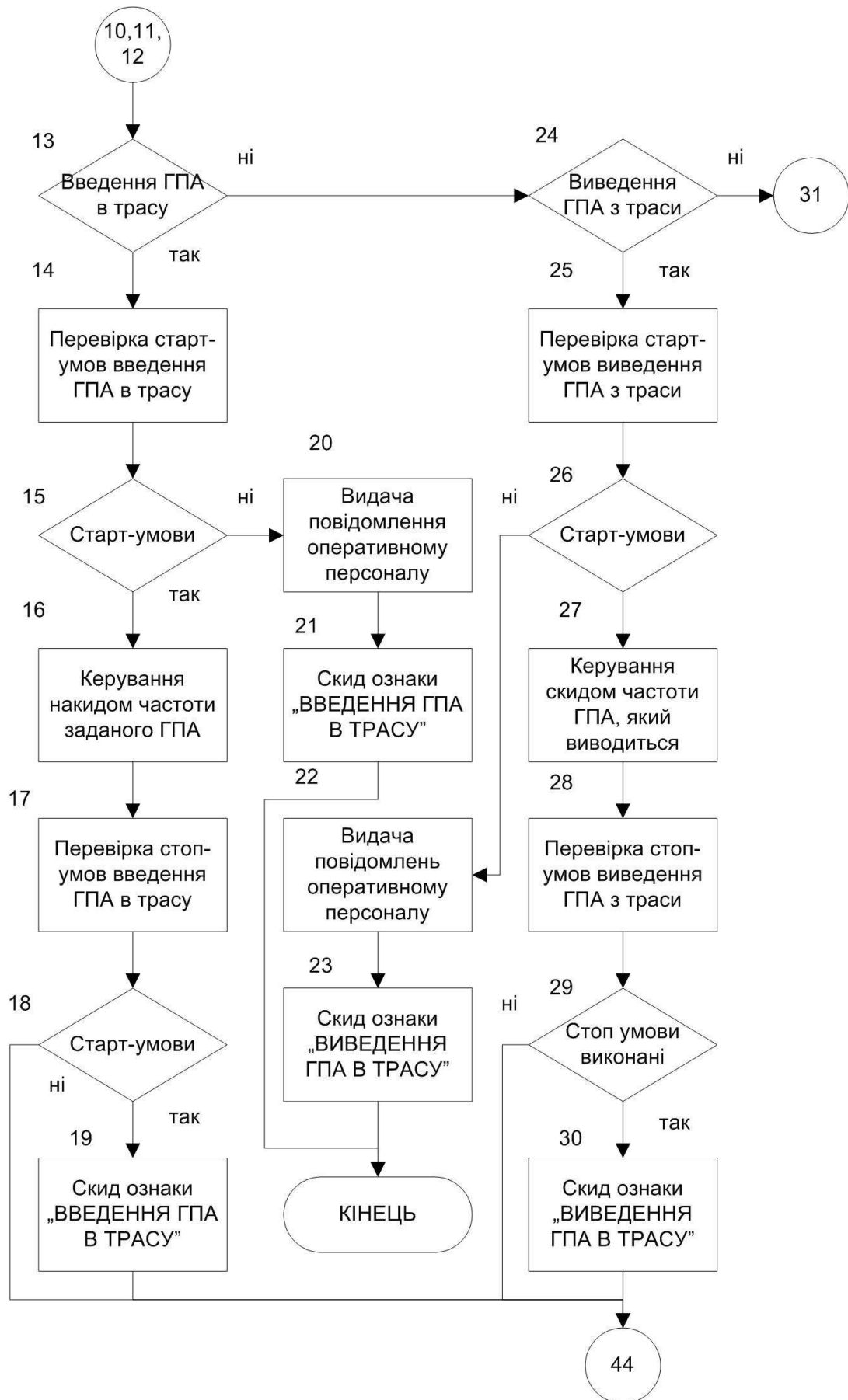
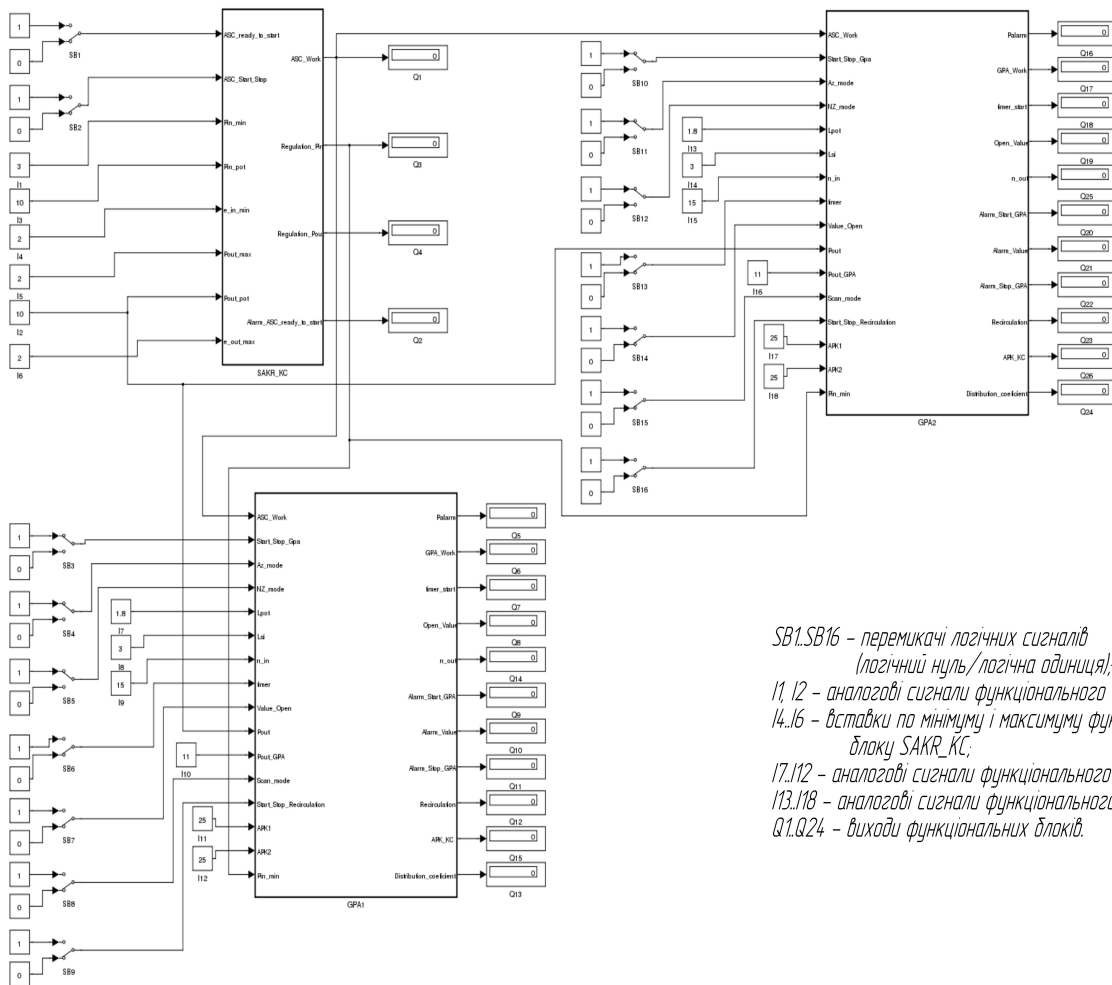


Рисунок 1 - Алгоритм вводу/виводу ГПА в трасу



*SB1.SB16 – перемикачі логічних сигналів (логічний нуль/логічна одиниця);
 I1, I2 – аналогові сигнали функціонального блоку SAKR_KC;
 I4..I6 – вставки по мінімуму і максимуму функціонального блоку SAKR_KC;
 I7..I12 – аналогові сигнали функціонального блоку GPA1;
 I13..I18 – аналогові сигнали функціонального блоку GPA2;
 Q1..Q24 – виходи функціональних блоків.*

Рисунок 2 – Математична модель алгоритму управління компресорним цехом

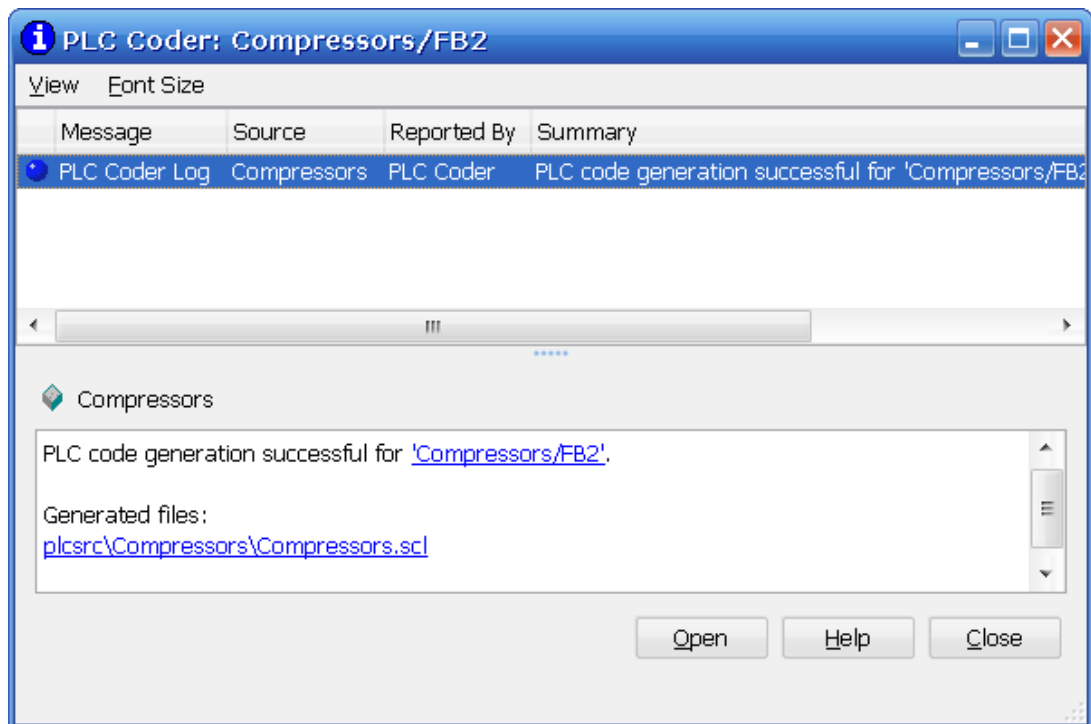


Рисунок 3 – Результат генерування коду для управляючого блоку САК КЦ

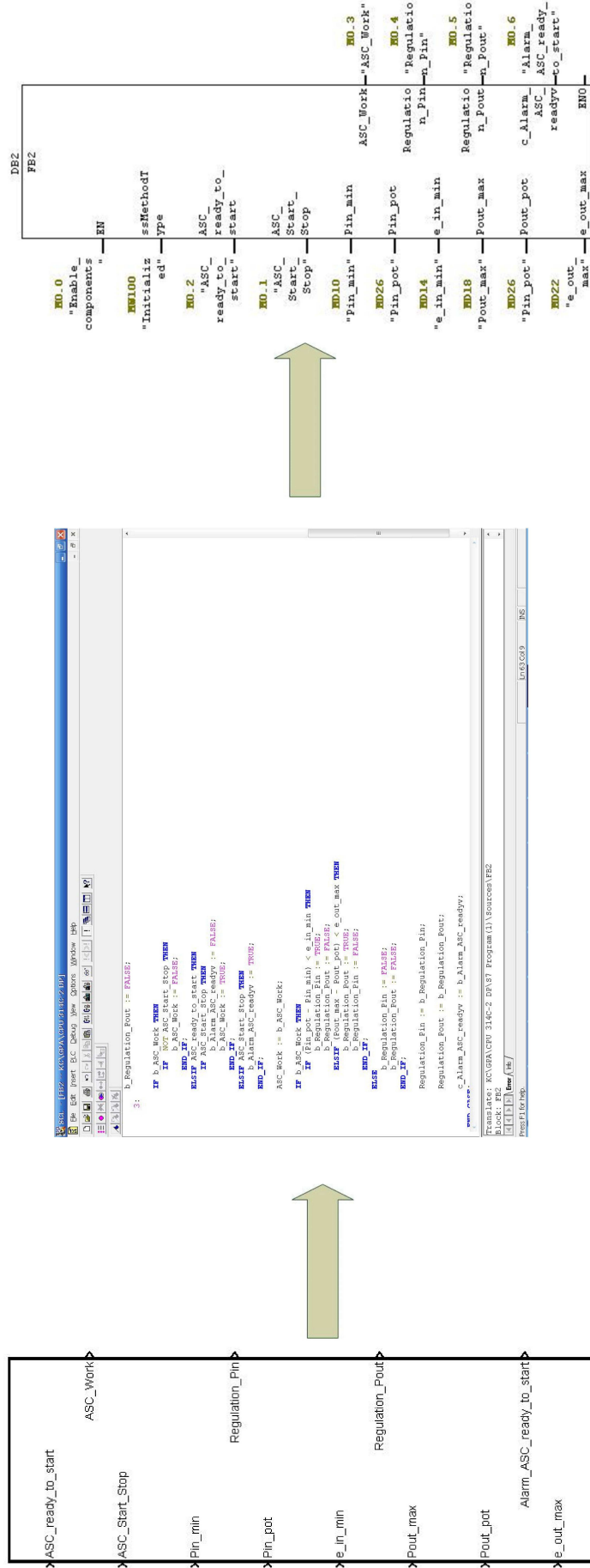


Рисунок 4 – Послідовність процедур для автоматичної генерації управляючого функціонального блоку для PLC Simatic S7

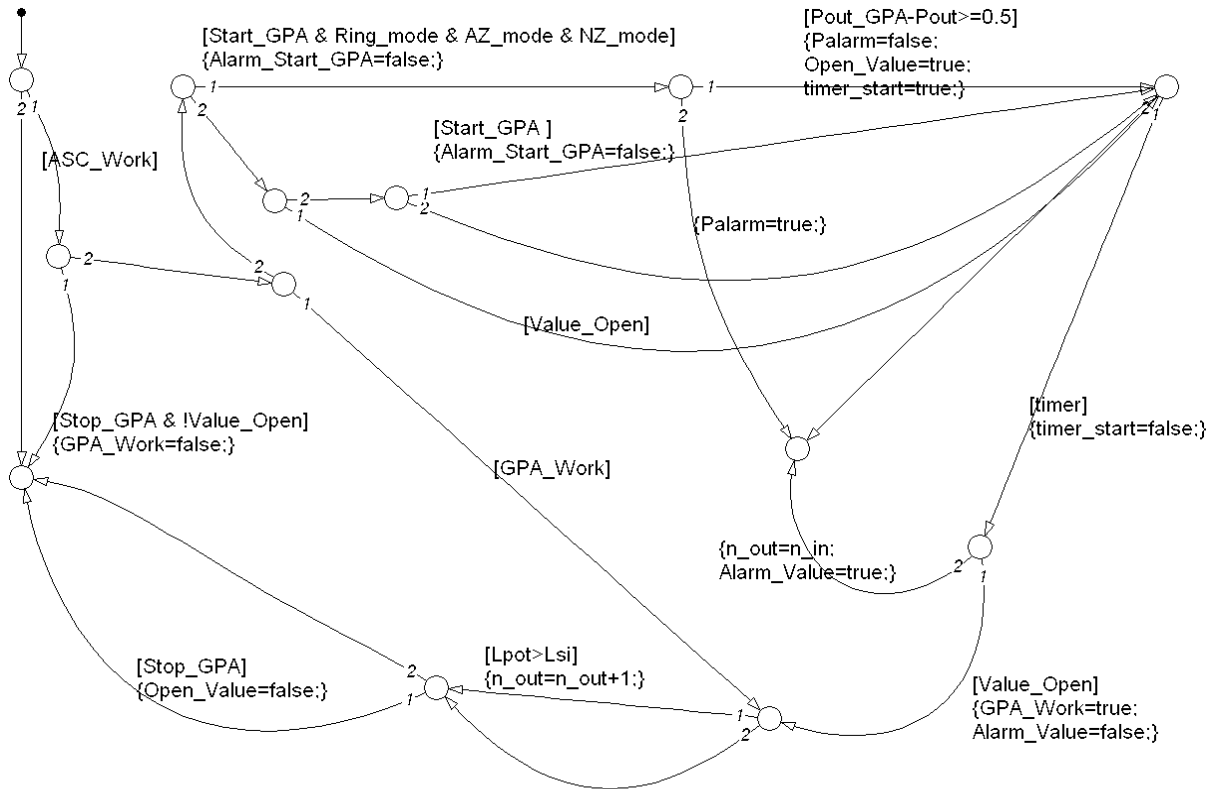


Рисунок 5 – Внутрішня структура блоку «Start_GPA»

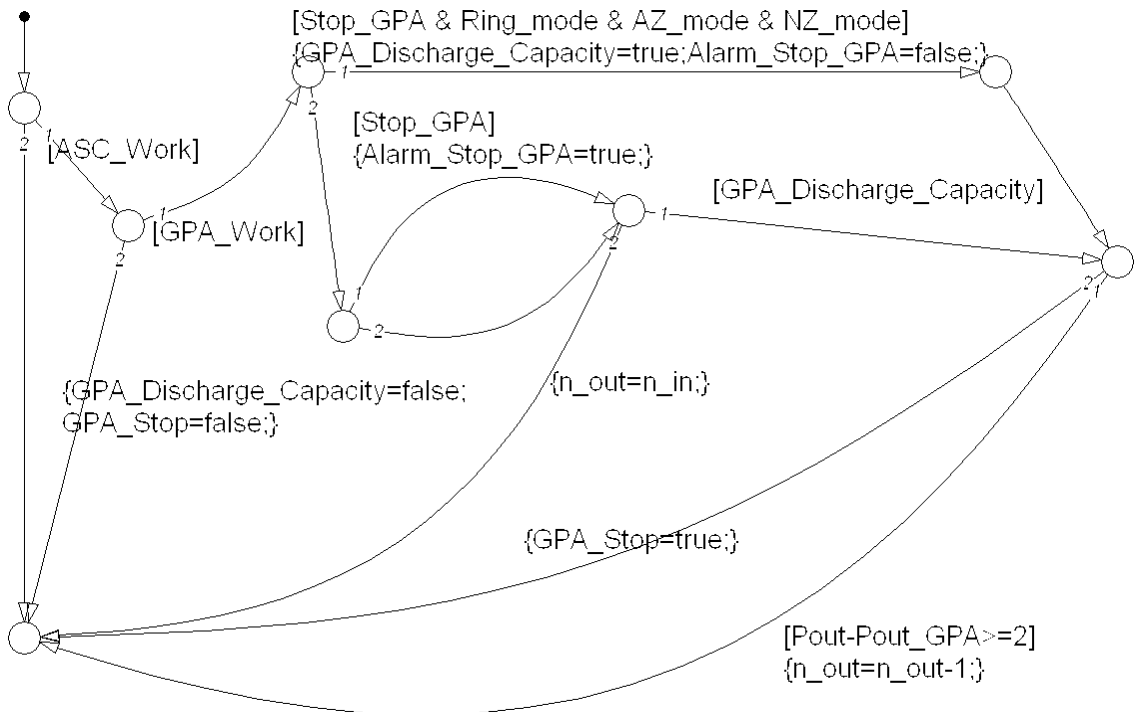


Рисунок 6 – Внутрішня структура блоку «Stop_GPA»

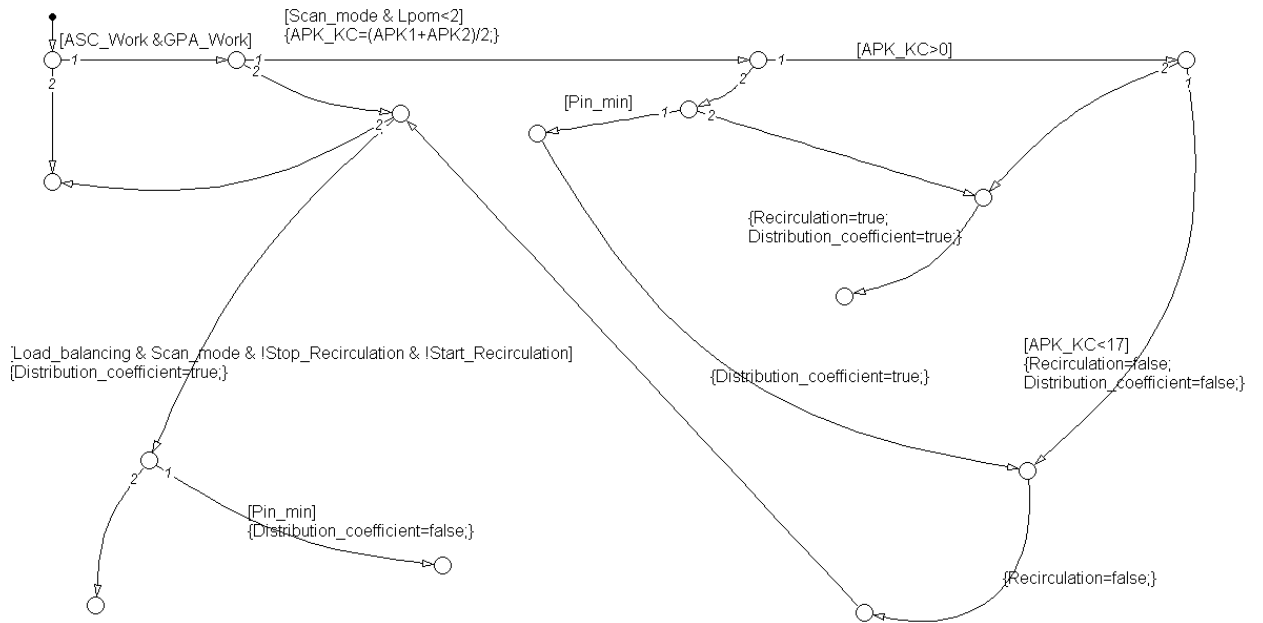


Рисунок 7 – Внутрішня структура блоку Recirculation

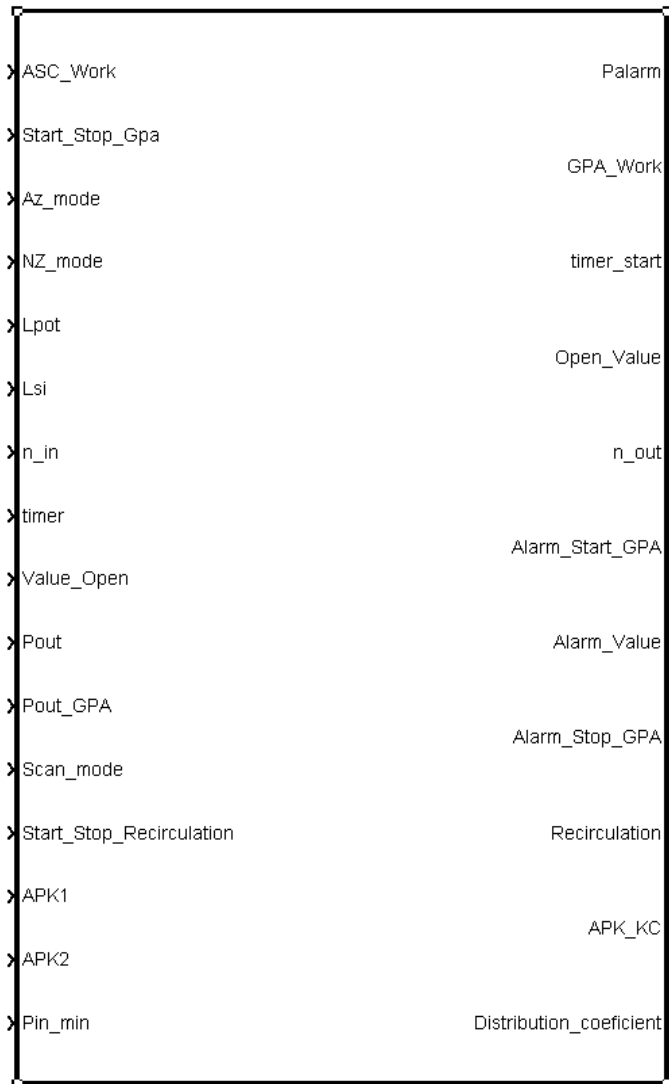


Рисунок 8 – Управляючий функціональний блок ГПА

```

SCL - [FB2 - KC\GPA\CPU 314C-2 DP]
File Edit Insert PLC Debug View Options Window Help
(*
 *
 * File: Compressors.scl
 * IEC 61131-3 Structured Text (ST) code generated for Simulink model "Compressors.mdl"
 *
 * Model version           : 1.28
 * Simulink PLC Coder version : 1.1 (R2010b) 03-Aug-2010
 * ST code generated on    : Thu May 05 20:20:26 2011
 *
 * Target IDE selection    : Siemens SIMATIC Step 7 5.4
 * Test Bench included     : No
 *)
FUNCTION_BLOCK FB2
VAR_INPUT
  ssMethodType: INT;
  ASC_ready_to_start: BOOL;
  ASC_Start_Stop: BOOL;
  Pin_min: REAL;
  Pin_pot: REAL;
  e_in_min: REAL;
  Pout_max: REAL;
  Pout_pot: REAL;
  e_out_max: REAL;
END_VAR
VAR_OUTPUT
  ASC_Work: BOOL;
  Regulation_Pin: BOOL;
  Regulation_Pout: BOOL;
  c_Alarm_ASC_readyv: BOOL;
  
```

Рисунок 9 – Автоматично згенерований код управляючого функціонального блока ГПА

Висновки

Запропоновано і апробовано уніфіковану технологію генерування управляючих функціональних блоків на основі математичних моделей і алгоритмів керування технологічними об'єктами при побудові систем управління об'єктами ГТС.

За результатами проведених дослідних і проектних робіт розроблено управляючі функціональні блоки для програмованих логічних контролерів САК КЦ. Апробація запропонованої технології свідчить про доцільність і перспективність застосування такого підходу для підвищення техніко-економічних показників (оперативність, якість, вартість) при вирішенні задач побудови систем управління об'єктами ГТС.

Література

1 Назаренко І.В. Організація і компоненти систем диспетчерського керування компресорними станціями / І.В.Назаренко, М.Я.Николайчук // Методи та прилади контролю якості. – 2008. – №21. – С. 83-86.

2 IEC (International Electrotechnical Commission) 61131-3, 2nd Ed., Programmable controllers – Programming languages, Geneva. - 1999.

3 Дьяконов В. MATLAB R2006/2007/2008 + Simulink 5/6/7. Основы применения. Серия: библиотека профессионала / В.Дьяконов. – М.: СОЛОН-Пресс, 2008. – 800 с.

4 S7-SCL V5.1 для S7-300/S7-400. Руководство. Siemens (6ES7811-1CC04-8BA0), 09/2000. - 366 с.

5 Программирование с помощью STEP 7 V5.3. Руководство. Siemens (A5E00261405-01), 01/2004. – 622 с.

6 Николайчук М.Я., Назаренко І.В. Моделювання та імітація компонентів систем диспетчерського керування компресорними станціями на базі апаратно-програмних засобів «Siemens» і пакету MATLAB: Анотовані матеріали XXVIII(III) Міжнародної міжвузівської школи-семінару «Методи і засоби діагностики в техніці та соціумі МіЗД ТС -2011», (м. Івано-Франківськ, 2011). – с. 8.

Стаття надійшла до редакційної колегії
18.06.12
Рекомендована до друку професором
Заміховським Л.М.

РОЗРАХУНОК МІЦНОСТІ КОНІЧНО-ЦИЛІНДРИЧНИХ ЕЛЕМЕНТІВ РУХОМИХ ТРУБОПРОВОДІВ

¹Вал.В. Зайцев, ²Д.В. Зайцев, ¹О.М. Мандрюк

¹ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42353, 42183,
e-mail: zvalv1974@mail.ru, ief@nimg.edu.ua

²Національний університет кораблебудування імені адмірала Макарова,
54003, Україна, м. Миколаїв, вул. Героїв Сталінграду, 9, тел. (0512) 249094,
e-mail: zdmvl1982@gmail.com

Досліджується міцність рухомих трубопроводів, призначених для транспортування стиснутого газу, одним з головних елементів якого є круговий циліндр в поєднанні зі зрізаним конусом. На підставі теорії оболонок отримано залежності, які дозволили отримати аналітичне рішення системи рівнянь з вісьмома невідомими постійними інтегрування. Подальші перетворення дозволили отримати в аналітичному вигляді залежності для всіх силових і міцнісних характеристик конічно-циліндричних елементів рухомих трубопроводів. Наведено критерії міцності досліджуваних елементів трубопроводів. Показані графічні залежності напружень в елементі трубопроводу від його геометричних параметрів. Створено алгоритм, який дозволяє виконати всю послідовність описаних розрахунків. Проаналізовано вплив кута нахилу твірної конуса на максимальні напруження, що виникають у конічно-циліндричних елементах рухомих трубопроводів. Подаються рекомендації щодо проектування таких елементів.

Ключові слова: рухомий трубопровід, стиснутий газ, конічно-циліндричні елементи, геометричні параметри, напруження

Исследуется прочность подвижных трубопроводов, предназначенных для транспортировки сжатого газа, одним из главных элементов которого является круговой цилиндр в сочетании с усеченным конусом. На основе теории оболочек получены зависимости, которые позволили получить аналитическое решение системы уравнений с восемью неизвестными постоянными интегрирования. Дальнейшие преобразования позволили получить в аналитическом виде зависимости для всех силовых и прочностных характеристик коническо-цилиндрических элементов подвижных трубопроводов. Приведены критерии прочности исследуемых элементов трубопроводов. Показаны графические зависимости напряжений в элементе трубопровода от его геометрических параметров. Создан алгоритм, который позволяет выполнить всю последовательность описанных расчетов. Проанализировано влияние угла наклона образующей конуса на максимальные напряжения, возникающие в коническо-цилиндрических элементах подвижных трубопроводов. Даются рекомендации по проектированию таких элементов.

Ключевые слова: подвижный трубопровод, сжатый газ, коническо-цилиндрические элементы, геометрические параметры, напряжения.

The strength of the mobile pipeline for transportation of compressed gas, the key element of which is a circular cylinder in combination with a truncated cone, has been investigated. The dependences that allowed to get an analytical solution of the equation system with eight unknown constants of integration have been obtained on the basis of the theory of shells. Further transformations allowed to get dependences for all power and strength characteristics of conical-cylindrical elements of mobile pipelines in the analytical form. Strength criteria of the pipeline elements under study have been introduced. Graphic dependences of stress in the pipeline elements from its geometric parameters have been shown. The algorithm that allows to fulfill the entire sequence of the described calculations has been created. The influence of the cone angle on the maximum stress in the conical-cylindrical elements of mobile pipelines has been analyzed. Recommendations on such element design have been given.

Key words: mobile pipeline, compressed gas, conical-cylindrical elements, geometric parameters, stresses

Морські носії рухомих трубопроводів з циліндровими вантажними елементами найближчими роками можуть стати поширеним типом носіїв. У залежності від орієнтації та компонування рухомого трубопроводу існує велика кількість різних підтипів суден-носіїв таких трубопроводів (судно-контейнеровоз, CNG-газовоз, баржа-пліт, судно на повітряній подушці). Одним з варіантів компонування рухомого трубопроводу [1] може бути модульний просторовий змійовик (рис. 1).

Головним елементом такої конструкції є круговий циліндр в поєднанні з конусом (рис. 2).

Під час транспортування стиснутого газу конструктивні елементи рухомого трубопроводу, опори, а також деталі кріплень піддаються впливу цілого ряду різноманітних навантажень і їх комбінацій. Одним із основних навантажень є розрахунковий внутрішній тиск стиснутого газу (рис. 3).

Загальна інформація про розрахунки міцності посудин, що працюють під тиском, опублікована в [2], а про судна, що транспортують газ - в [3], але задачі розрахунків міцності і транспортування стиснутого природного газу у цих публікаціях не розглядалися.

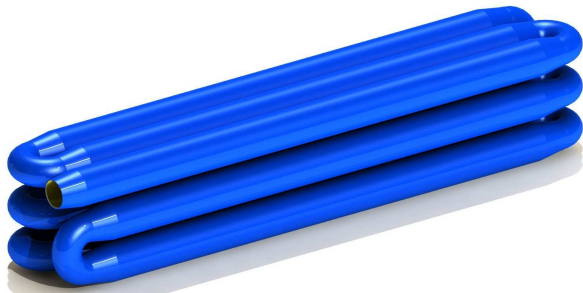


Рисунок 1 – Модульний просторовий змійовик рухомого трубопроводу

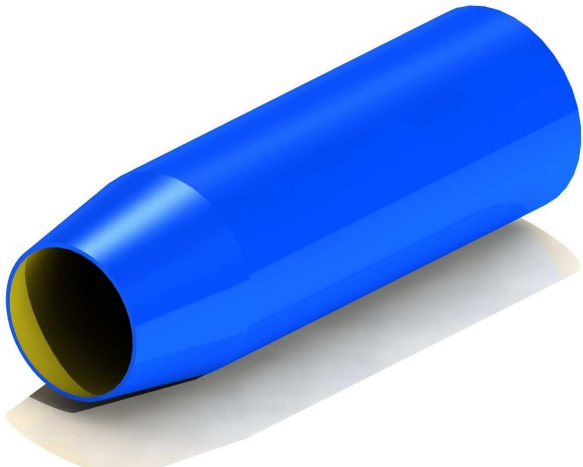


Рисунок 2 – Схема конічно-циліндричного елемента рухомого трубопроводу

Метою дослідження є розрахунок та дослідження міцності конічно-циліндричного елемента рухомого трубопроводу, навантаженого розрахунковим тиском стиснутого газу.

Вихідні дані: $\delta_{\text{Ц}}$, $\delta_{\text{К}}$ – відповідно товщини оболонок циліндричної та конічної частин елемента рухомого трубопроводу, м; E – модуль пружності матеріалів оболонок елемента (оболонки виготовлені з однакового матеріалу), Па; μ – коефіцієнт поперечної деформації матеріалів оболонок елемента; R – радіус циліндричної частини елемента, м; θ – кут нахилу твірної конусної частини елемента, градус; p – розрахунковий тиск стиснутого газу, Па.

Прийняті позначення: R_1 , R_2 – головні радіуси кривизни оболонок елемента рухомого трубопроводу (R_1 – радіус кривизни меридіана оболонок елемента, R_2 – величина, що дорівнює відрізку нормалі до поверхні оболонки від осі її обертання), м; R – головний радіус кривизни для випадків, коли оболонка має один радіус кривизни або $R_1 = R_2$, м; $T_{1,\text{Ц}}$, $T_{1,\text{К}}$ – відповідно меридіональні зусилля в циліндричній і конусній частинах оболонки елемента, Н/м; $T_{2,\text{Ц}}$, $T_{2,\text{К}}$ – відповідно кільцеві зусилля в циліндричній і конусній частинах оболонки елемента, Н/м; $M_{1,\text{Ц}}$, $M_{1,\text{К}}$ – відповідно мериді-

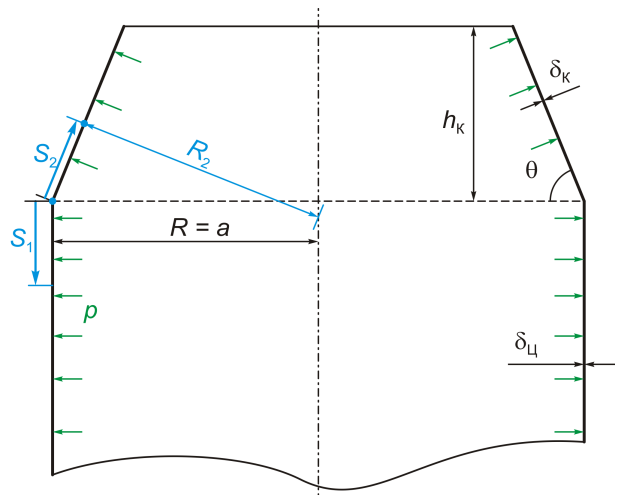


Рисунок 3 – Ескіз конічно-циліндричного елемента рухомого трубопроводу

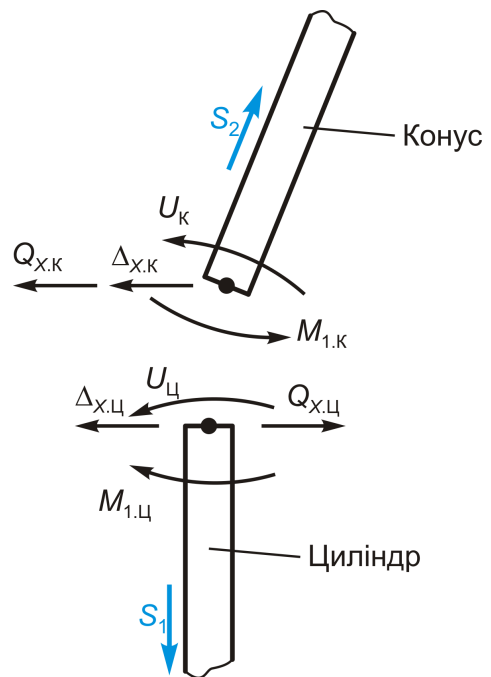


Рисунок 4 – Схема стикування циліндричної і конічної частин елемента рухомого трубопроводу

ональні моменти в циліндричній і конусній частинах оболонки елемента, Н; $M_{2,\text{Ц}}$, $M_{2,\text{К}}$ – відповідно кільцеві моменти в циліндричній і конусній частинах оболонки елемента, Н; $\sigma_{T1,\text{Ц}}$, $\sigma_{T1,\text{К}}$ – відповідно ланцюгові напруження в циліндричній і конусній частинах оболонки елемента, Па; $\sigma_{T2,\text{Ц}}$, $\sigma_{T2,\text{К}}$ – відповідно мембранні напруження в циліндричній і конусній частинах оболонки елемента, Па; $\sigma_{M1,\text{Ц}}$, $\sigma_{M2,\text{Ц}}$, $\sigma_{M1,\text{К}}$, $\sigma_{M2,\text{К}}$ – відповідно згинальні напруження в циліндричній і конусній частинах оболонки елемента, Па; $\sigma_{1P,\text{Ц}}$, $\sigma_{2P,\text{Ц}}$, $\sigma_{1P,\text{К}}$, $\sigma_{2P,\text{К}}$ – відповідно головні розтягувальні напруження в циліндричній і конусній частинах

оболонки елемента, Па; $\sigma_{1ж.ц}$, $\sigma_{2ж.ц}$, $\sigma_{1ж.к}$, $\sigma_{2ж.к}$ — відповідно головні стискаючі напруження в циліндричній і конусній частинах оболонки елемента, Па.

На підставі формул з [2] і [3] і розрахункової схеми (рис. 3, 4) отримуємо вихідні залежності для циліндричної частини оболонки елемента рухомого трубопроводу

$$T_{1.ц} = p \frac{R}{2}; \quad (1)$$

$$T_{2.ц} = (C'_1 \cos \beta_{ц} - C''_1 \sin \beta_{ц}) \cdot e^{-\beta_{ц}} + pR; \quad (2)$$

$$M_{1.ц} = -c_{ц} (C''_1 \cos \beta_{ц} + C'_1 \sin \beta_{ц}) \cdot e^{-\beta_{ц}}; \quad (3)$$

$$M_{2.ц} = \mu M_{1.ц}; \quad (4)$$

$$\Delta_{X.ц} = \frac{R}{E\delta_{ц}} (C'_1 \cos \beta_{ц} - C''_1 \sin \beta_{ц}) \cdot e^{-\beta_{ц}} + p \frac{R^2}{2E\delta_{ц}} (2 - \mu); \quad (5)$$

$$Q_{X.ц} = -\sqrt{\frac{c_{ц}}{2R}} \times \quad (6)$$

$$\times ((C'_1 - C''_1) \cos \beta_{ц} - (C'_1 + C''_1) \sin \beta_{ц}) \cdot e^{-\beta_{ц}};$$

$$U_{ц} = \frac{1}{E\delta_{ц}} \sqrt{\frac{R}{2c_{ц}}} \times \quad (7)$$

$$((C'_1 + C''_1) \cos \beta_{ц} + (C'_1 - C''_1) \sin \beta_{ц}) \cdot e^{-\beta_{ц}},$$

де $c_{ц} = \frac{\delta_{ц}}{\sqrt{12(1-\mu^2)}};$

$$\beta_{ц} = \sqrt[4]{3(1-\mu^2)} \frac{S_1}{\sqrt{R\delta_{ц}}};$$

$C'_1; C''_1$ — постійні інтегрування.

Для конічної частини оболонки елемента рухомого трубопроводу розрахункові залежності мають вигляд

$$T_{1.к} = -\sqrt{\frac{c_{к}}{2R_2}} \operatorname{ctg}(\theta) ((C''_2 - C'_2) \cos \beta_{к} - (C'_2 + C''_2) \sin \beta_{к}) \cdot e^{\beta_{к}} + p \frac{R_2}{2}; \quad (8)$$

$$T_{2.к} = (C'_2 \cos \beta_{к} + C''_2 \sin \beta_{к}) \cdot e^{\beta_{к}} + pR_2; \quad (9)$$

$$M_{1.к} = -c_{к} (C''_2 \cos \beta_{к} - C'_2 \sin \beta_{к}) \cdot e^{\beta_{к}}; \quad (10)$$

$$M_{2.к} = \mu M_{1.к}; \quad (11)$$

$$\Delta_{X.к} = \frac{R_2 \sin \theta}{E\delta_{к}} (C'_2 \cos \beta_{к} + C''_2 \sin \beta_{к}) \cdot e^{\beta_{к}} + p \frac{R_2^2 \sin \theta}{2E\delta_{к}} (2 - \mu); \quad (12)$$

$$Q_{X.к} = -\sqrt{\frac{c_{к}}{2R_2}} \frac{1}{\sin \theta} ((C''_2 - C'_2) \cos \beta_{к} - (C'_2 + C''_2) \sin \beta_{к}) \cdot e^{\beta_{к}} + p \frac{R_2}{2} \cos \theta; \quad (13)$$

$$U_{к} = \frac{-1}{E\delta_{к}} \sqrt{\frac{R_2}{2c_{к}}} \times \quad (14)$$

$$\times ((C'_2 + C''_2) \cos \beta_{к} + (C''_2 - C'_2) \sin \beta_{к}) \cdot e^{\beta_{к}}$$

де $\theta = \operatorname{const};$

$$c_{к} = \frac{\delta_{к}}{\sqrt{12(1-\mu^2)}};$$

$$R_2 = \frac{a}{\sin \theta} - S_2 \operatorname{ctg} \theta;$$

$$a = R;$$

$$\beta_{к} = \frac{2\sqrt[4]{3(1-\mu^2)}}{\sqrt{\delta_{к} \cdot \operatorname{ctg} \theta}} \left(\sqrt{\frac{a}{\sin \theta} - S_2 \operatorname{ctg} \theta} - \sqrt{\frac{a}{\sin \theta}} \right);$$

$C'_2; C''_2$ — постійні інтегрування.

Граничними умовами для конічної-циліндричного елемента рухомого трубопроводу будуть відповідні рівності кутів повороту U , моментів M_1 , радіальних зусиль Q_X і радіальних переміщень Δ_X .

$$\Delta_{X.к} = \Delta_{X.ц}, U_{к} = U_{ц},$$

$$Q_{X.к} = Q_{X.ц}, M_{1.к} = M_{1.ц}, \quad (15)$$

де $\Delta_{X.к}; \Delta_{X.ц}$ — відповідно радіальні переміщення циліндричної і конусної частин оболонки елемента, м;

$U_{к}; U_{ц}$ — відповідно кути повороту циліндричної і конусної частин оболонки елемента, рад;

$Q_{X.к}; Q_{X.ц}$ — відповідно радіальні зусилля в циліндричній і конусній частинах оболонки елемента, Н/м;

$M_{1.к}; M_{1.ц}$ — відповідно меридіональні моменти в циліндричній і конусній частинах оболонки елемента, Н.

Визначимо значення деформаційних і силових компонентів на кромці циліндричної частини оболонки елемента ($S_1 = 0, \beta_{ц} = 0$):

$$\Delta_{X.ц} = \frac{R}{E\delta_{ц}} C'_1 + p \frac{R^2}{2E\delta_{ц}} (2 - \mu), \quad (16)$$

$$U_{ц} = \frac{1}{E\delta_{ц}} \sqrt{\frac{R}{2c_{ц}}} (C'_1 + C''_1);$$

$$Q_{X.ц} = -\sqrt{\frac{c_{ц}}{2R}} (C'_1 - C''_1), M_{1.ц} = -c_{ц} C''_1, \quad (17)$$

де $c_{ц} = \frac{\delta_{ц}}{\sqrt{12(1-\mu^2)}}.$

Деформаційні і силові компоненти на кромі конічної частини оболонки елемента ($S_2 = 0$; $\beta_K = 0$):

$$\Delta_{X,K} = \frac{R_2 \sin \theta}{E \delta_K} C'_2 + p \frac{R_2^2 \sin \theta}{2E \delta_K} (2 - \mu) = \frac{R}{E \delta_K} C'_2 + p \frac{R^2}{2E \delta_K \sin \theta} (2 - \mu); \quad (18)$$

$$U_K = \frac{-1}{E \delta_K} \sqrt{\frac{R_2}{2c_K}} (C'_2 + C''_2); \quad (19)$$

$$Q_{X,K} = -\sqrt{\frac{c_K}{2R_2}} \frac{1}{\sin \theta} (C''_2 - C'_2) + p \frac{R_2}{2} \cos \theta; \quad (20)$$

$$M_{1,K} = -c_K C''_2, \quad (21)$$

де $c_K = \frac{\delta_K}{\sqrt{12(1-\mu^2)}}$;

$$R_2 = \frac{R}{\sin \theta}.$$

Підстановка співвідношень (16) – (21) в граничні умови (15) дає систему чотирьох рівнянь, необхідних для відшукування чотирьох невідомих інтегрування C'_1 , C''_1 , C'_2 , C''_2

$$\begin{aligned} \frac{1}{\delta_K} C'_2 + p \frac{R}{2\delta_K \sin \theta} (2 - \mu) &= \frac{1}{\delta_{II}} C'_1 + p \frac{R}{2\delta_{II}} (2 - \mu); \\ \frac{-1}{\delta_K} \sqrt{\frac{1}{2c_K \sin \theta}} (C'_2 + C''_2) &= \frac{-1}{\delta_{II}} \sqrt{\frac{1}{2c_{II}}} (C'_1 + C''_1); \end{aligned} \quad (22)$$

$$\begin{aligned} -\sqrt{\frac{c_K}{2 \sin \theta}} (C''_2 - C'_2) + p \frac{R\sqrt{R}}{2} \cot \theta &= \\ = -\sqrt{\frac{c_{II}}{2}} (C'_1 - C''_1); & \\ c_K C''_2 = c_{II} C''_1. & \end{aligned}$$

Рішення системи рівнянь (22) дає залежності для визначення постійних інтегрування:

$$C''_2 = \frac{-(\Psi_3 \Psi_2 \Psi_5 + \Psi_4 \Psi_1 + \Psi_2 \Psi_1 - \Psi_3)}{(\Psi_4 - \Psi_2)(\Psi_5 + 1) + 2\Psi_5(1 - \Psi_4 \Psi_2)}; \quad (23)$$

$$C''_1 = \Psi_5 C''_2; \quad (24)$$

$$C'_1 = \frac{C''_1 + \Psi_2 \Psi_1 - \Psi_2 C''_2}{\Psi_2 \Psi_5 - 1}; \quad (25)$$

$$C'_2 = \Psi_5 C'_1 - \Psi_1, \quad (26)$$

де $\Psi_1 = p \frac{R}{2} (2 - \mu) \left(\frac{1}{\sin \theta} - \frac{\delta_K}{\delta_{II}} \right)$;

$$\Psi_2 = \frac{-\delta_{II}}{\delta_K} \sqrt{\frac{\delta_{II}}{\delta_K \sin \theta}};$$

$$\Psi_3 = p \frac{R\sqrt{R}}{\sqrt{2c_{II}}} \cot \theta;$$

$$\Psi_4 = \sqrt{\frac{\delta_K}{\delta_{II} \sin \theta}}; \quad \Psi_5 = \frac{\delta_K}{\delta_{II}}.$$

Для визначення силових характеристик в будь-якій точці, що лежить на осі S_1 або на осі S_2 , значення постійних інтегрування підставляються в (1) – (7) – для циліндричної частини оболонки елемента і в (8) – (14) – для конічної частини оболонки елемента.

Головні напруження і їх складові можна виразити таким чином:

– для циліндричної частини оболонки елемента рухомого трубопроводу

$$\sigma_{1P,II} = \sigma_{T1,II} + \sigma_{M1,II}, \quad \sigma_{2P,II} = \sigma_{T2,II} + \sigma_{M2,II};$$

$$\sigma_{1Ж,II} = \sigma_{T1,II} - \sigma_{M1,II}, \quad \sigma_{2Ж,II} = \sigma_{T2,II} - \sigma_{M2,II},$$

де $\sigma_{T1,II} = \frac{T_{1,II}}{\delta_{II}};$

$$\sigma_{M1,II} = \frac{6M_{1,II}}{\delta_{II}^2},$$

$$\sigma_{T2,II} = \frac{T_{2,II}}{\delta_{II}};$$

$$\sigma_{M2,II} = \frac{6M_{2,II}}{\delta_{II}^2};$$

– для конічної частини оболонки елемента рухомого трубопроводу

$$\sigma_{1P,K} = \sigma_{T1,K} + \sigma_{M1,K}; \quad \sigma_{2P,K} = \sigma_{T2,K} + \sigma_{M2,K};$$

$$\sigma_{1Ж,K} = \sigma_{T1,K} - \sigma_{M1,K}; \quad \sigma_{2Ж,K} = \sigma_{T2,K} - \sigma_{M2,K},$$

де $\sigma_{T1,K} = \frac{T_{1,K}}{\delta_K};$

$$\sigma_{M1,K} = \frac{6M_{1,K}}{\delta_K^2};$$

$$\sigma_{T2,K} = \frac{T_{2,K}}{\delta_K};$$

$$\sigma_{M2,K} = \frac{6M_{2,K}}{\delta_K^2}.$$

За критерії розглянутої задачі приймаються головні напруження, що виникають в оболонці. Ці напруження повинні бути меншими за межу плинності матеріалу оболонки елемента рухомого трубопроводу σ_T .

$$\sigma_1 n \leq \sigma_T; \quad \sigma_2 n \leq \sigma_T.$$

де n – коефіцієнт запасу міцності матеріалу оболонок елемента рухомого трубопроводу.

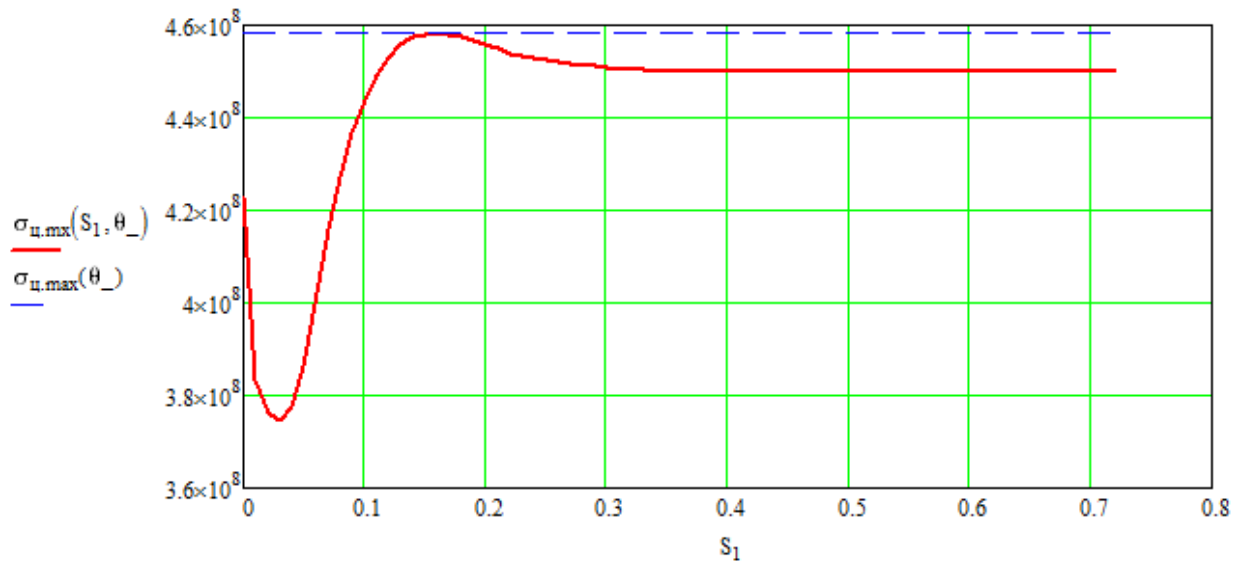


Рисунок 5 – Максимальні напруження в циліндричній частині елемента рухомого трубопроводу

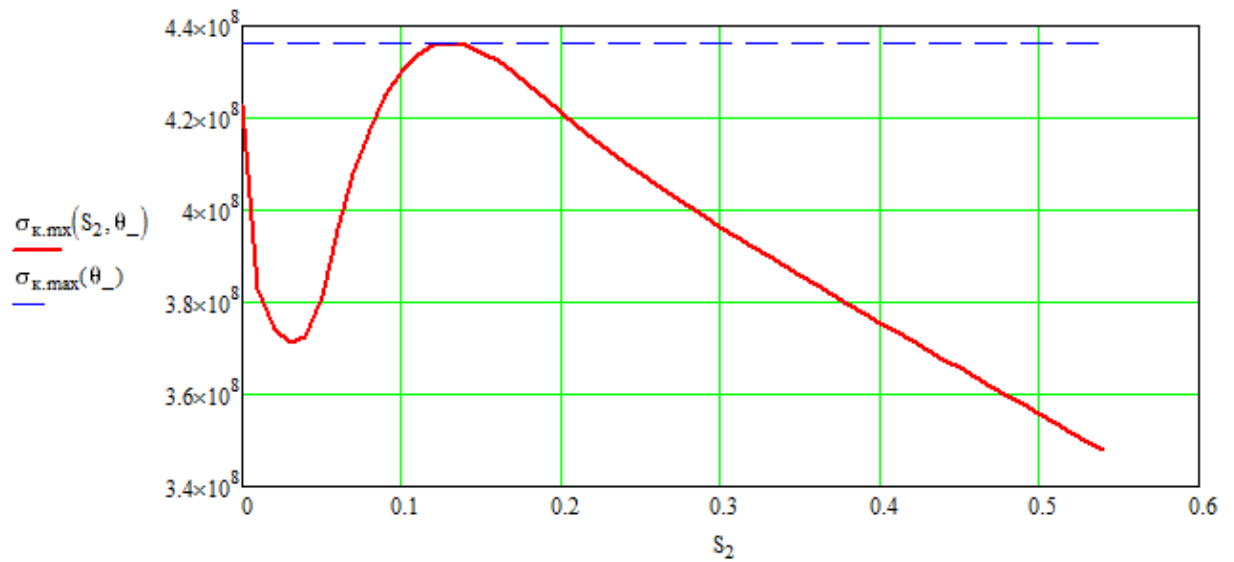


Рисунок 6 – Максимальні напруження в конічній частині елемента рухомого трубопроводу

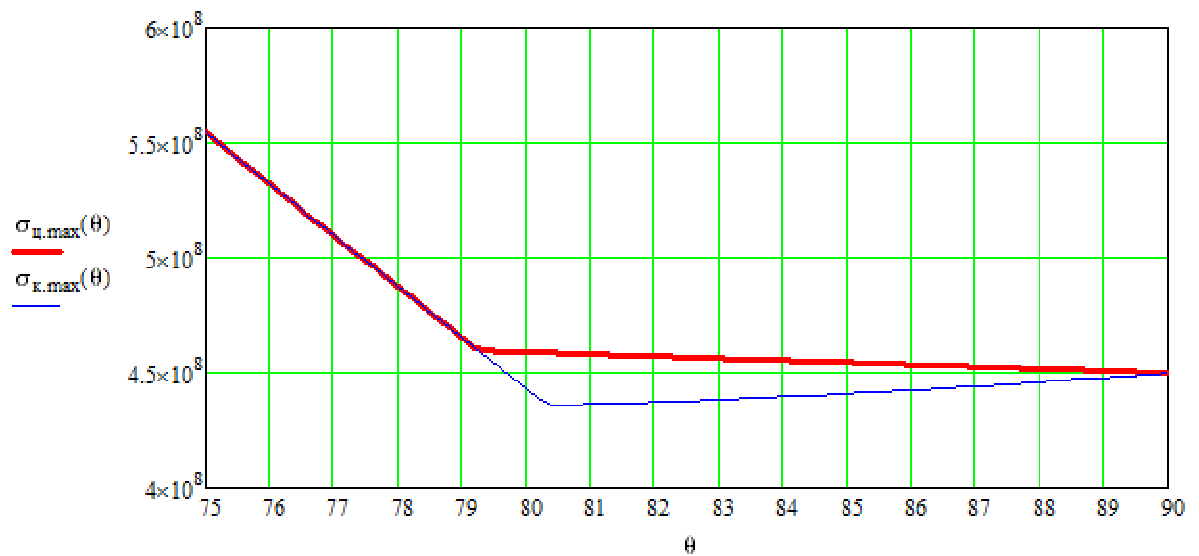


Рисунок 7 - Сумісний графік максимальних напружень в елементі рухомого трубопроводу

На підставі отриманих залежностей розроблено алгоритм розрахунку, який дозволяє отримати числові результати розрахунку, виконати їх аналіз і сформулювати рекомендації до проектування.

Результати розрахунку отримано при наступних вихідних даних: $\delta_{\text{ц}} = 16 \cdot 10^{-3}$ м; $\delta_{\text{к}} = 16 \cdot 10^{-3}$ м; $E = 2 \cdot 10^{11}$ Па; $\mu = 0,28$; $p = 200 \cdot 10^5$ Па; $R = 0,36$ м; $\theta = 80,91^{\circ}$ (рис. 5, 6).

Отримані аналітичні залежності дали змогу проаналізувати вплив кута нахилу твірної конуса, θ , на максимальні напруження, що виникають у кінечно-циліндричних елементах рухомих трубопроводів (рис. 7).

З графіків рис. 7 видно, що при $\theta < 79 \dots 80^{\circ}$ в місці стику циліндричної і конусної частин оболонки елемента рухомого трубопроводу виникають сплески напружень, і чим менше θ , тим сплески напружень більші.

Аналіз розрахунків дозволяє сформулювати рекомендацію щодо проектування кінечно-циліндричних елементів рухомих трубопроводів: кут нахилу твірної його конусної частини θ повинен бути більшим 80° .

Література:

1 Деклараційний патент на корисну модель № 521/3У/12 Україна, МПК F17C 5/00. Спосіб транспортування стиснутого природного газу рухомих трубопроводом [Текст] / Патон Б.Є., Крижанівський Є.І., Савицький М.М., Щвидкий Е.А., Зайцев В.В., Мандрик О.М.; заявник і патентотримач Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу. – № u201114580; заявл. 08.12.11; опубл. 11.01.12 // Промислова власність. – 2012. – Бюл. № 4 – 4 с.

2 Григорьев Л.Я. Судовые сосуды, работающие под давлением (определение напряжений и деформаций) [Текст] / Л. Я. Григорьев. – Л.: Судостроение. 1965. – 196 с.

3 Зайцев В.В. Суда-газовозы [Текст] / В.В. Зайцев, Ю.Н. Коробанов. – Л.: Судостроение, 1990. – 304 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
20.06.12*

*Рекомендована до друку професором
Крижанівським Є.І.*

Виробничий досвід

УДК 621.64.029

АНАЛІЗ МЕТОДІВ ОХОЛОДЖЕННЯ ГАЗУ НА КОМПРЕСОРНИХ СТАНЦІЯХ

¹В.Д. Шологон, ²В.М. Радиш¹ ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42157,
e-mail: public@nimg.edu.ua² ТЗОВ науково-виробничий центр "Новатор", 76008, м. Івано-Франківськ, вул. Глібова, 11,
тел. (0342) 738109, e-mail: novator1-if@i.ua

Розглядаються процеси охолодження газового потоку в умовах компресорних станцій. Дано порівняльну характеристику різних методів охолодження газу після компримування на головних компресорних станціях та станціях закачування газу в підземні сховища. Зокрема, оцінено ефективність повітряного і водяного охолодження для регіонів із різними сезонними температурами та водними ресурсами. Описано переваги та перспективи використання одного з методів інтенсифікації теплообміну, а саме: запобігання виникненню відкладень під час роботи охолоджуючих пристроїв. Запропоновано методи розрахунку елементів водяних холодильників, дана оцінка їх ефективності. Проведено аналіз впливу конструкції апарату для підготовки технічної води в системах зворотного водопостачання із застосуванням магнітних полів з метою запобігання утворенню відкладень та накипу в теплообмінних апаратах компресорних станцій і установок комплексної підготовки нафти. Показано ефективність використання енергії магнітного поля в процесах підготовки технічної води для охолодження газу. Проведено дослідження дозволяють вдосконалити конструкцію апарату підготовки води в магнітному полі, застосування якого підвищить ефективність обробки до 30% без зменшення експлуатаційної надійності апарату в порівнянні з відомими конструкціями.

Ключові слова: природний газ, охолодження газового потоку, магнітна обробка рідини

Рассматриваются процессы охлаждения газового потока в условиях компрессорных станций. Дана сравнительная характеристика различных методов охлаждения газа после компримирования на главных компрессорных станциях и станциях закачки газа в подземные хранилища. В частности, оценена эффективность воздушного и водяного охлаждения для регионов с различными сезонными температурами и водными ресурсами. Описаны преимущества и перспективы использования одного из методов интенсификации теплообмена, а именно: предотвращение отложений при работе охлаждающих устройств. Предложены методы расчета элементов водяных холодильников, дана оценка их эффективности. Проанализировано влияние конструкции аппарата для подготовки технической воды в системах оборотного водоснабжения с применением магнитных полей с целью предотвращения образования отложений и накипи в теплообменных аппаратах компрессорных станций и установок комплексной подготовки нефти. Показана эффективность использования энергии магнитного поля в процессах подготовки технической воды для охлаждения газа. Проведены исследования позволяют усовершенствовать конструкцию аппарата подготовки воды в магнитном поле, применение которого повысит эффективность обработки до 30% без уменьшения эксплуатационной надежности аппарата по сравнению с известными конструкциями.

Ключевые слова: природный газ, охлаждение газового потока, магнитная обработка жидкости

The processes of cooling gas flow under compressor stations conditions are considered. The comparative characteristics of different methods of cooling gas after compression on the main compressor stations and pumping gas stations into underground storage is given, in particular, the effectiveness of air and water cooling for regions with different seasonal temperatures and water resources is evaluated. The advantages and prospects of using one of the methods of heat energy exchange, namely the prevention of deposits during the cooling devices work have been subject to investigation. The methods of calculating the elements of water coolers and their effectiveness are given. The analysis of construction apparatus impact on making it ready for the process water in water recycling systems using with the help of magnetic fields to prevent deposits formation and scale formation in heat energy exchangers and compressor station facilities for oil complex is made. The efficiency of magnetic field energy in

making the process water for cooling gas is specified. The results of made research can improve the design of water treatment system in a magnetic field, the use of which will increase the efficiency of processing up to 30% without reducing the operational reliability of the device compared to generally known structures.

Keywords: natural gas, cooling gas flow, magnetic fluid treatment Актуальність проблеми

Газова промисловість – провідна галузь паливно-енергетичного комплексу України. Від надійності її роботи значною мірою залежить стабільність і розвиток національної економіки, а також, зважаючи на географічне положення України, надійність поставок природного газу до країн Європи [1].

У практиці проектування й експлуатації магістральних газопроводів питання про охолодження газу донедавна було пов'язане лише з однією умовою - термостійкістю покриттів із бітумної ізоляції. Причому гранична температура газу (+60 °С), що надходить в газопровід, спочатку була встановлена згідно із зазначеними вимогами. На компресорних станціях питання про охолодження газу після компримування вирішується для кожного конкретного випадку на підставі визначеної в проекті оцінки техніко-економічної доцільності, а гранична температура газу, що надходить в газопровід, за умовою термостійкості бітумних покриттів, встановлюється рівною +70 °С [2].

Досвід експлуатації газопроводів за продуктивності, близької до проектної, а також теплотехнічні розрахунки для газопроводів великих діаметрів показали нагальну необхідність комплексного розгляду проблеми охолодження газу як щодо деяких газопроводів, що перебувають в експлуатації, так і для проєктованих газопроводів із труб великого діаметра [3]. Крім того, питання охолодження газу після компримування на головних компресорних станціях та станціях закачування газу в підземні сховища на даний час мають першочергове значення у зв'язку з безперервним зростанням загального ступеня стиснення [2].

Одним з методів інтенсифікації теплообміну є запобігання виникнення відкладень. Цей метод є найбільш перспективним, оскільки не вимагає відключення теплообмінних апаратів від технологічної лінії, їх розкриття та ручного очищення. Одночасно він забезпечує постійну, максимально можливу для даної конструкції апарату теплопередачу між теплоносійми.

Розроблено три нових способи запобігання утворенню відкладень і накипу в теплообмінних апаратах-низькочастотний акустичний, магніто-акустичний та магніто-акустичний з видаленням шламу за межі системи охолодження. Найбільш перспективними методами запобігання відкладень є безреагентні методи, засновані на фізичних впливах.

Вказані способи дозволяють експлуатувати теплообмінну апаратуру без зупинки її для очищення, вигідно відрізняються від відомих низькою вартістю і простотою реалізації.

В безреагентному способі, як і в магніто-акустичному, використовується магнітна обробка води перед подачею її в теплообмінний апарат і збудження низькочастотних акустич-

них коливань в потоці води, що протікає через теплообмінники.

Дослідження в галузі магнітної обробки води і результати досліджень про можливість застосування низькочастотного акустичного поля, що вводиться у внутрішньотрубну водяну порожнину теплообмінних апаратів, для запобігання утворенню відкладень на теплообмінній поверхні теплообмінних апаратів, лягли в основу розробленого магніто-акустичного способу запобігання утворенню відкладень на теплообмінній апаратурі.

Серед пристроїв для магнітної обробки рідини найбільш широке поширення одержали апарати з циліндричним корпусом, уздовж осі якого розташований електромагніт. Для захисту котушок електромагніта від впливу рідини, що обробляється, застосовують кожухи з немагнітного матеріалу (найчастіше - з неіржавіючої сталі), а для охолодження котушок в кожух заливують струмонепровідну рідину (трансформаторну оливу) [1].

Аналіз літературних даних по проблемі

Системи охолодження газу на компресорних станціях магістральних газопроводів включають пристрої для охолодження газу, пристрої для охолодження оборотної води, пристрої для здійснення циклу охолодження газу, а також допоміжне обладнання [1].

До пристроїв для охолодження газу слід віднести холодильники газу різних конструкцій: кожухотрубчасті, зрошувальні, типу «труба в трубі» і повітряні.

Зниження температури води в системах охолодження газу може бути здійснено шляхом скидання «гарячої води» в джерело водопостачання і шляхом використання бризкальних басейнів, градирень і повітряних холодильників [2].

Таким чином, поєднання пристроїв для охолодження газу та пристроїв для охолодження води утворюють такі принципові системи охолодження газу:

- 1) кожухотрубчасті холодильники зі скиданням «гарячої води» в джерело водопостачання,
- 2) кожухотрубчасті холодильники з охолодженням води в бризкальних басейнах,
- 3) кожухотрубчасті холодильники з охолодженням води в градирнях,
- 4) кожухо-трубчасті холодильники з охолодженням води в повітряних холодильниках,
- 5) зрошувальні холодильники зі скиданням води в джерело водопостачання,
- 6) зрошувальні холодильники з охолодженням води в бризкальних басейнах;
- 7) зрошувальні холодильники з градирнею;
- 8) холодильники «труба в трубі» зі скиданням води в джерело водопостачання;

9) холодильники «труба в трубі» з охолодженням води в бризкальних басейнах;

10) холодильники «труба в трубі» з охолодженням води в градирнях;

11) холодильники «труба в трубі» з охолодженням води в повітряних холодильниках;

12) повітряні холодильники газу.

До інших принципів систем охолодження газу слід віднести:

1) охолодження газу в компресорних холодильних машинах,

2) охолодження газу в абсорбційних холодильних машинах,

3) комбіновані системи охолодження газу водою і холодильною установкою,

4) комбіновані системи охолодження газу повітрям і холодильною установкою,

5) охолодження газу в вихрових камерах, що використовують ефект Ранка [2].

При оцінці систем охолодження газу вирішальне значення мають: обсяги охолоджуваного газу, задані перепади температур, кліматичні умови, наявність джерел водопостачання у місцях охолодження газу, а також вартість устаткування і експлуатації систем охолодження газу.

Системи охолодження газу з використанням води в якості охолоджуючої рідини повинні розглядатися, перш за все, виходячи з умов водопостачання, а також з можливостей нормальної експлуатації при заданих змінах температури зовнішнього повітря.

Охолодження гарячої води шляхом скидання в джерело водопостачання (ріки, канали і т. д.) називають прямооточною системою охолодження води. При обґрунтуванні прямооточної системи охолодження води необхідно враховувати такі фактори, як: середньорічний дебіт джерела (річка, канал і т.д.), який повинен у декілька разів перевищувати потребу системи охолодження газу в охолоджуючій воді; віддаленість джерела водопостачання від компресорної станції; різниця геодезичних висот між середньорічним рівнем води в джерелі і віссю циркуляційних насосів; якість і температура води в джерелі [4].

Відкладення накипу на поверхнях холодильників при прямооточному охолодженні річковою або озерною водою зустрічаються вкрай рідко. Тож основні заходи зводяться до очищення води від органічних забруднень. Особливі умови виникнення накипу при прямооточній системі пояснюються специфічними властивостями окремих джерел водопостачання, які завчасно визначити неможливо, тому в кожному окремому випадку виникнення накипу на поверхні холодильників необхідно проводити спеціальні його дослідження [5].

Основним недоліком апаратів для магнітної обробки рідини зазначеного типу є те, що для уникнення розриву немагнітного кожуха і пошкодження обмоток електромагніту під дією надлишкового тиску середовища, що обробляється, або тиску електронепровідної рідини внаслідок теплового розширення від нагрівання обмоток електромагніту стінки кожуха повинні

мати достатню товщину і міцність [1, 6, 8]. Водночас від товщини стінки немагнітного кожуха залежать основні параметри апарату [7, 8]. Тому актуальним є дослідження, пов'язані із зменшенням товщини стінки магнітного кожуха та впливом даних маніпуляцій на основні параметри апарату.

Охолодження оборотної води в бризкальних басейнах можна застосовувати на КС. Охолоджуючий ефект бризкальних басейнів залежить від правильності підбору розбризкуючих пристроїв і швидкості вітру.

Недоліком бризкальних басейнів є значні втрати циркуляційної води від крапельного виносення, що становлять 1,5-3% від витрати циркуляційної води. Тому охолодження оборотною водою в бризкальних басейнах для систем охолодження газу слід вважати малоефективним способом.

Охолодження оборотною водою в градирнях різних типів (відкриті, баштові, вентиляторні) вважається одним з ефективних засобів і широко застосовується на теплових електростанціях і в різних галузях промисловості, у тому числі і на компресорних станціях магістральних газопроводів. Найсучаснішим способом є охолодження води в вентиляторних градирнях [9], що забезпечують стійке охолодження води, високі теплові навантаження і велику ступінь наближення води до теоретичної межі охолодження.

Особливістю охолодження води в оборотних системах охолодження, на відміну від прямооточних систем, є випарювання води, що супроводжується зростанням концентрації речовин, розчинених у воді. Тому до якості циркуляційної води в таких системах висуваються підвищені вимоги.

Вказані системи охолодження води є відкритими. Тривалий час ведуться роботи із проектування та впровадження закритих систем охолодження оборотної води.

У газовій промисловості систему охолодження води повітрям необхідно враховувати стосовно застосування до умов охолодження оливи в газоперекачувальних агрегатах з газотурбінним приводом для роботи в зимовий період.

Розглядаючи закриту систему охолодження оборотної води в повітряних холодильниках і для охолодження газу після компримування, слід зауважити, що за високих температур зовнішнього середовища (наприклад, для районів Закарпаття, південних та східних регіонів) ефективність такої системи знижується, і альтернативним варіантом щодо глибини охолодження оборотної води стає охолодження води в градирнях.

Система безпосереднього охолодження природного газу в повітряних холодильниках на даний час є перспективною для регіонів із невисокою сезонною температурою. Використання повітряних холодильників для охолодження газу знімає проблеми водопостачання та водопідготовки, виключає витрату води, значно спрощує обслуговування установок охоло-

дження. Використання систем охолодження газу в повітряних холодильниках має велике значення для безводних регіонів.

Вирішення частини нерозв'язаної проблеми

Проаналізуємо основні залежності.

Пропускна здатність. Витрата рідини через апарат визначають з виразу [6]

$$Q = Sv, \quad (1)$$

де S – площа поперечного перерізу потоку рідини;

v – швидкість потоку рідини.

Площа поперечного перерізу потоку рідини в апараті в зоні обробки

$$S = \frac{\pi}{4} [d_{в.к.}^2 - (d_{з.е.} + 2\delta)^2], \quad (2)$$

де $d_{в.к.}$ – внутрішній діаметр корпусу апарату в зоні обробки;

$d_{з.е.}$ – зовнішній діаметр кільцевого елемента магнітопроводу електромагніта;

δ – товщина стінки немагнітного кожуха електромагніту.

Враховуючи, що немагнітний кожух впритул прилягає до кільцевого елемента електромагніту, при розгляді рівняння (2) проміжок між ними можна прийняти рівним нулю.

Підставивши рівняння (2) у вираз (1), отримаємо:

$$Q = \frac{\pi}{4} v [d_{в.к.}^2 - (d_{з.е.} + 2\delta)^2]. \quad (3)$$

Аналізуючи рівняння (3) як функцію Q від δ , отримуємо, що при $\delta \rightarrow 0$ $Q \rightarrow \max$, тобто при заданих (незмінних) значеннях $d_{в.к.}$, $d_{з.е.}$ і v пропускна спроможність апарату збільшується зі зменшенням товщини стінки немагнітного кожуха електромагніту.

Споживана потужність апарату. Використовуючи відомі залежності, знаходимо струм в котушці електромагніту:

$$I = \frac{H_1 l_1 + 2H_2 l_2 + 2H_\delta \delta + 2H_3 l_3 + H_4 l_4}{w}, \quad (4)$$

де $H_1, H_2, H_3, H_\delta, H_4$ – напруженості магнітного поля на ділянці стрижневого магнітопроводу, на кільцевій ділянці магнітопроводу, в стінці немагнітного кожуха, в зоні обробки рідини на ділянці кільцевий-зовнішній магнітопроводу та корпусі відповідно;

l_1, l_2, l_4 – довжини магнітних ліній на стрижневій ділянці магнітопроводу, в кільцевому магнітопроводі та корпусі відповідно;

l_3 – проміжок між немагнітним кожухом і зовнішнім магнітопроводом;

w – число витків котушки.

Використовуючи вираз (4) і рівняння для визначення споживаної електричної потужності [3], знаходимо споживану потужність апарату:

$$P = \frac{nU}{w} (H_1 l_1 + 2H_2 l_2 + 2H_\delta \delta + 2H_3 l_3 + H_4 l_4), \quad (5)$$

де n – кількість котушок електромагніту,

U – напруга, що прикладена до котушки електромагніту.

Аналізуючи рівняння (5) як функцію P від δ , отримуємо, що при $\delta \rightarrow 0$ $P \rightarrow \min$, тобто за інших рівних умов споживана потужність апарату зі зменшенням товщини стінки немагнітного кожуха зменшується.

Матеріаломісткість і габарити. З [1] відомо, що щільність струму в провіднику обмотки становить $j = I / S_n$. Площа поперечного перерізу провідника $S_n = \pi d^2 / 4$, де d – діаметр провідника обмотки електромагніту.

Після низки перетворень отримаємо:

$$d = \sqrt{\frac{4(K + 2H_\delta \delta)}{\pi j}}, \quad (6)$$

де $K = H_1 l_1 + 2H_2 l_2 + 2H_3 l_3 + H_4 l_4$.

Формування мети досліджень

Аналізуючи рівняння (6) як функцію d від δ , отримуємо, що при $\delta \rightarrow 0$ $d \rightarrow \min$, тобто за інших рівних умов зі зменшенням товщини немагнітного кожуха діаметр обмотувального дроту зменшується, що дає змогу зменшити розміри магнітопроводу, матеріаломісткість і габарити апарату загалом.

Таким чином, аналіз свідчить, що основні параметри апарату поліпшуються зі зменшенням товщини стінки немагнітного кожуха, тобто при конструюванні апарату слід прагнути до мінімальної товщини стінки немагнітного кожуха. Крім того, чим менше товщина стінки немагнітного кожуха, тим менші втрати магнітного потоку на розсіювання і збудження індуктивних струмів у немагнітному кожусі.

В ідеальному випадку немагнітний кожух повинен являти собою тонку розділювальну стінку між оброблюваним середовищем і струмомонопровідною рідиною. Найкраще цим умовам відповідає фольга. Але застосування її як матеріалу для немагнітного кожуха в звичному його виконанні є неможливим через необхідність забезпечення достатньої конструктивної міцності кожуха.

Пропонуємо апарат для магнітної обробки рідини, конструкцію якого зображено на рис. 1. Апарат складається з циліндричного корпусу 1, уздовж осі якого розташований багатополісний електромагніт 2, розміщений в немагнітному кожусі 6 (електромагніт поєднує стрижневий магнітопровід 4, кільцеві магнітопроводи 5 і котушки 3), клемних виводів 7 живлення електромагніту, вузла 8, призначеного, для заливки струмомонопровідної рідини і відведення повітря в процесі заливання. За необхідності апарат може містити фільтр 11 для механічних домішок.

Оброблювана рідина скеровується в патрубку 9, мінає фільтр 11 і надходить у кільцеву

щілину, утворену корпусом, апарату та немагнітних кожухом електромагніту. Оброблена електромагнітним полем, рідина виводиться з апарату через патрубок 10.

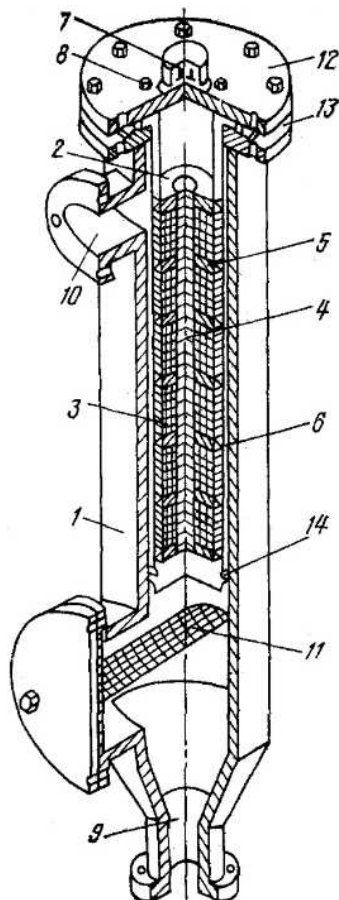


Рисунок 1 – Апарат магнітної обробки рідини

Розглянутий апарат має ряд особливостей. Немагнітний кожух електромагніту виготовлений з фольги. При цьому один торець кожуха має вигляд силфона 14, який виконує функції автоматичного пристрою для підтримки різниці надлишкових тисків оброблюваного середовища та струмонепровідної рідини, а також функції температурного компенсатора, що попереджає розрив немагнітного кожуха в разі підвищення температури і об'ємного розширення струмонепровідної рідини внаслідок нагрівання котушок електромагніту під час роботи апарату.

Електромагніт кріпиться безпосередньо до кришки 12, а циліндричний корпус і немагнітний кожух - до фланця 13. Це дає змогу зменшити матеріаломісткість, спростити конструкцію і підвищити герметичність апарату.

Виконання немагнітного кожуха з фольги та особливості кріплення елементів апарату дозволяють підвищити його продуктивність і надійність, зменшити споживаний струм за тієї ж ефективності обробки рідини (тобто зменшити енерговитрати), поліпшити тепловий режим, скоротити витрату обмотувального дроту, загальну матеріаломісткість і габарити конструкції, знизити собівартість обробки води.

Завдання наступних досліджень

Вплив конструктивних змін на техніко-економічні показники апарату залежить від конкретних умов експлуатації, зокрема від виду оброблюваного середовища і його основних параметрів (особливо від надлишкового тиску [8]).

Висновки

Застосування апаратів зазначеної конструкції для електромагнітної обробки технічної води в системах оборотного водопостачання з метою запобігання утворенню відкладень і накипу в теплообмінних апаратах компресорних станцій і установок комплексної підготовки нафти у виробничих об'єднаннях «Укрнафта» і «Прикарпаттрансгаз» дозволило (в порівнянні з апаратами типу ЕМА-50) підвищити на 30% продуктивність, зменшити на 10% споживану електричну потужність, на 10% витрати обмотувального дроту, на 30% собівартість обробки 1 м³ технічної води і значно скоротити витрату неіржавіючої сталі. Ці переваги отримані без зменшення експлуатаційної надійності апарату в порівнянні з відомими конструкціями.

Література

- 1 Трубопровідний транспорт газу / М. П. Ковалко, В. Я. Грудз, В. Б. Михалків та ін.; за редакцією М. П. Ковалка. – К: Агенство з раціонального використання енергії та екології, 2002. – 600 с.
- 2 Тепловые режимы магистральных газопроводов / И. Е. Ходанович, Б.Л. Кривошеин, Р. Н. Бикчентай. – М.: Недра, 1971. – 216 с.
- 3 Бикчентай Р. Н. Сравнительное исследование охлаждения газа на компрессорных станциях магистральных газопроводов: Докл. на 11-м Международном газовом конгрессе. – М.: ВНИИЭгазпром, 1970.
- 4 Сазанов Б. В. Промышленные тепловые электростанции / Б. В. Сазанов; под ред. Е. Я. Соколова. – М.: Энергия, 1967. – 344 с.
- 5 Крушель Г. Е. Образование и предотвращение отложений в системах водяного охлаждения / Г. Е. Крушель. – М.: Госэнергоиздат, 1955. – 224 с.
- 6 Магнитная обработка воды / П. С. Стукалов, Е. В. Васильев, Н. А. Глебов. – Л.: Судостроение, 1969. – 190 с.
- 7 Черняк О. В. Основы теплотехники и гидравлики / О. В. Черняк. – М.: Высшая школа, 1969. – 311 с.
- 8 Бессонов Л. А. Теоретические основы электротехники / Л. А. Бессонов. – М.: Высшая школа, 1973. – 752 с.
- 9 Вентиляторные градирни / В. А. Гладков и др. – М.: Госстройиздат, 1964. – 160 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії
25.04.12
Рекомендована до друку професором
Грудзом В.Я.

АНАЛІЗ АВАРІЙНОСТІ НА АВТОТРАНСПОРТІ В УКРАЇНІ І ПІДПРИЄМСТВАХ НАФТОГАЗОВОГО КОМПЛЕКСУ. ДОСЛІДЖЕННЯ СКЛАДНОСТІ ПЕРЕХРЕСТЯ

Ф.В. Козак, Т.В. Дикун, Б.В. Долішній, В.І. Гук

ІФНУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42453,
e-mail: adm@nimg.edu.ua

Наведено розподіл дорожньо-транспортних пригод (ДТП) в Україні за видами, кількість загиблих і поранених залежно від виду пригоди та число загиблих на 100 ДТП. Згідно з цими даними найбільша кількість ДТП припадає на наїзди на пішоходів і зіткнення. Наведено шляхи зменшення кількості ДТП і їх попередження. Зображено діаграма розподілу ДТП в Україні за видами станом на 2010 рік. Наведено кількість ДТП, що сталися за участі пішоходів за місцем їх скоєння. Згідно зі статистичними даними можна зробити висновок про те, що близько 30% пригод відбулися на перехрестях. Визначальним при цьому є рівень складності перехрестя.

Проаналізовано існуючий метод визначення складності нерегульованого перехрестя. Проведено розрахунок складності нерегульованого перехрестя вулиць Пасічна-Галицька-Тролейбусна м. Івано-Франківськ за існуючою методикою та з урахуванням фактору «пішохода». Пропонується удосконалений метод визначення складності нерегульованого перехрестя з урахуванням фактору «пішохода». Дана оцінка складності перехрестя з урахуванням фактору «пішохода» дасть можливість об'єктивніше оцінювати складність перехрестя і приймати заходи щодо зменшення складності перехрестя, а отже, – зменшення аварійності на перехрестях.

Ключові слова: автомобіль, ДТП, пішохід, водій, аварійність, складність, перехрестя, конфліктні точки, відхилення, злиття, перетин.

Приведено распределение дорожно-транспортных происшествий (ДТП) в Украине по видам, количество погибших и раненных в зависимости от вида происшествия и число погибших из расчета на 100 ДТП. Согласно этим данным наибольшее количество ДТП приходится на наезды на пешеходов и столкновения. Приведены пути уменьшения количества ДТП и их предупреждения. Построена диаграмма распределения ДТП в Украине по видам по состоянию на 2010 год. Приводится количество ДТП, случившихся при участии пешеходов по месту их совершения. Согласно статистическим данным можно сделать вывод о том, что около 30% приключений состоялись на перекрестках. Определяющий при этом является уровнем сложности перекрестка.

Проанализирован существующий метод определения сложности нерегулированного перекрестка. Проведен расчет сложности нерегулированного перекрестка улиц Пасечная-Галицкая-Троллейбусная г. Ивано-Франковск по существующей методике и с учетом фактора «пешехода». Предлагается усовершенствованный метод определения сложности нерегулированного перекрестка с учетом фактора «пешехода». Проанализирован существующий метод определения сложности нерегулированного перекрестка. Данная оценка сложности перекрестка с учетом фактора «пешехода» позволит более объективно оценивать сложность перекрестков и принимать меры для уменьшения сложности перекрестка, и следовательно, – уменьшения аварийности на перекрестках.

Ключевые слова: автомобиль, ДТП, пешеход, водитель, аварийность, сложность, перекресток, конфликтные точки, отклонения, слияние, пересечение.

The article deals with traffic accidents grouping as well as death toll and number of injured people depending on group of accidents together with death toll per 100 of traffic accidents. As follows from these data the greatest number of traffic accidents is the share of automobile-pedestrian accidents and collisions. Ways to reduce and prevent number of traffic accidents were proposed. The diagram of traffic accidents grouping in Ukraine in 2010 is shown. A number of traffic accidents that happened with the participation of pedestrians according to the accidents sites is given. According to statistical data about 30% of accidents took place at crossroads. Level of complexity is a key factor here.

Existing methods of evaluation of complexity of unsupervised crossing was analyzed. Estimation of complexity of unsupervised crossing of Pasichna-Halytska-Troleibusna streets of Ivano-Frankivsk city according to the existing methods taking into account the "pedestrian" factor as carried out. The improved method of evaluation of complexity of unsupervised crossing taking into account the "pedestrian" factor was proposed.

Key words: automobile, traffic accident, driver, accident rate, crossing, complexity, conflict points, reflections, confluence.

Вступ

Основне призначення транспорту – своєчасне, якісне і повне задоволення потреб народного господарства і населення у перевезеннях.

Автомобільний транспорт є найбільш мобільним і універсальним засобом комунікації і посідає важливе місце в транспортному ком-

плексі України. Збільшення кількості автомобілів на дорогах країни веде до забруднення навколишнього середовища відпрацьованими газами, а зниження токсичності відпрацьованих газів значною мірою забезпечується справністю системи живлення і запалювання та рівнем технології технічного обслуговування, засобів і

методів діагностування цих систем. В даний час жодна галузь виробництва не може злагоджено функціонувати без автомобільного транспорту.

Особливо важливим є автотранспорт для підприємств нафтогазового комплексу, для якого це є фактично єдиним видом транспорту для доставки вантажів і обладнання до важкодоступних місць розробки і експлуатації нафтових і газових свердловин при недостатній і неякісній дорожній мережі.

Понад 50% вантажів і близько 90% пасажирів перевозяться автомобілями. Переваги автомобільного транспорту перед іншими видами транспорту зумовлені його високою маневровістю і продуктивністю, зручністю та доступністю в експлуатації та технічному обслуговуванні. Однак, автомобілізація транспорту поряд з великим позитивним впливом на економіку країни, створення зручності та комфорту для людей супроводжується низкою негативних явищ. Зростання автомобільного парку й обсягу перевезень веде до збільшення інтенсивності дорожнього руху, що призводить до підвищення ймовірності виникнення ДТП. Підвищення інтенсивності транспортних і пішохідних потоків безпосередньо позначається на безпеці дорожнього руху. Понад 60% всіх ДТП відбувається в містах та інших населених пунктах, при цьому на перехрестя припадає понад 30% усіх ДТП. Із зростанням швидкостей та інтенсивності руху підвищуються вимоги до надійності автотранспортних засобів, оскільки несправні автомобілі є джерелом ДТП.

За останні роки в Україні значно зросла кількість та тяжкість ДТП. Це призводить до збільшення кількості травмованих та загиблих людей у ДТП, що спричиняє значний матеріальний збиток державі. З усіх ДТП, які трапляються на вулично-дорожній мережі (ВДМ) України, 70% припадає на ВДМ міст, з яких 35% ДТП відбувається на перехрестях на одному рівні, тому питання підвищення безпеки руху у вказаних місцях є актуальним.

Основна причина ДТП - це порушення водіями правил дорожнього руху (ПДР), а саме: перевищення швидкості руху в незадовільних дорожніх умовах, недотримання правил проїзду перехресть, порушення правил обгону і вимог дорожніх знаків, керування транспортом у нетверезому стані, керування технічно несправними транспортними засобами, необережний рух транспорту в місцях скупчення пішоходів, тощо. Часто ДТП трапляються з вини пішоходів, від незадовільного стану доріг, недостатнього освітлення вулиць, з вини автотранспортних підприємств в результаті низької якості технічного обслуговування та ремонту. Складною є ситуація з аварійністю на підприємствах НАК «Нафтогаз». Так, в 2011 році за участю транспортних засобів підприємств компанії трапилось 80 ДТП. З вини водіїв компанії трапилася кожна третя пригода – 28. Найбільше пригод з транспортом компанії сталося при зіткненні - 69 випадків, наїзд на перешкоду, нерухомий транспорт, пішохода – 6 випадків,

перекидання – 3 випадки. Аналіз аварійності на підприємствах компанії «Нафтогаз України» свідчить, що причиною ДТП є перевищення встановленої швидкості руху, проїзду перехресть, порушення правил обгону. На такий стан значною мірою впливає скорочення фінансування заходів забезпечення безпеки руху та недостатній рівень профілактичної роботи служб безпеки руху, та відсутність відповідних фахівців.

В сучасних умовах для забезпечення безпеки руху на нерівнозначних нерегульованих перехрестях на одному рівні застосовуються такі технічні засоби організації дорожнього руху (ТЗОДР): дорожні знаки (як правило, дорожні знаки пріоритету), дорожня розмітка та напрямні пристрої. На зазначених перехрестях за наявності вказаних ТЗОДР та достатньо інтенсивного транспортного потоку головного напрямку, як правило, утворюються черги транспортних засобів на другорядному напрямку.

Для безпечного проїзду нерівнозначного нерегульованого перехрестя на одному рівні транспортними засобами другорядного напрямку необхідне одночасне виконання двох умов роз'їзду:

1) необхідна умова безпечного роз'їзду - наявність розриву в транспортному потоці головного напрямку;

2) достатня умова безпечного роз'їзду - розрив в транспортному потоці головного напрямку повинен дорівнювати як мінімум часу повного проїзду смуги руху транспортним засобом другорядного напрямку.

Підвищення інтенсивності транспортних потоків, невинне зростання кількості автомобілів в умовах обмеженої транспортної мережі та недосконалої організації руху транспорту зумовлюють подальше загострення транспортних проблем у містах.

Розподіл ДТП в Україні за видами

Найбільш вразливими учасниками дорожнього руху є пішоходи, наїзди на яких складають близько 40% з розподілу загальної кількості ДТП за видами. Ці цифри підтверджуються також статистичними даними щодо кількості ДТП за кордоном, а саме в США та Англії. За даними Шведського інституту дорожньої безпеки третина усіх ДТП трапляється вночі і 21% з них відноситься до наїзду на пішоходів. За даними Швейцарського дослідницького бюро наїзди на пішоходів уночі відбувається в 9 разів частіше, ніж вдень, а на велосипедистів і інші перешкоди – відповідно в 2 і 3 рази. Причинами ДТП, що виникають з вини пішоходів, є: перехід вулиць перед транспортом, перехід проїжджої частини у нестановлених місцях, ходьба вздовж дороги за наявності тротуару, перехід на заборонене світло світлофора та інше. Частими причинами ДТП можуть бути незадовільні дорожні умови: слизьке покриття, нерівна поверхня дороги, відсутність тротуарів і пішохідних доріжок, поганий стан доріг у зимовий період, недостатнє освітлення доріг, відсутність дорожніх знаків, невідповідність нормам параметрів доріг та інше.

Таблиця 1 – Розподіл ДТП в Україні за видами [1]

| Вид пригоди | Кількість | | | Число загиблих на 100 ДТП |
|----------------------------|-----------|----------|-----------|---------------------------|
| | ДТП | Загиблих | Поранених | |
| Зіткнення | 15654 | 2101 | 21242 | 13,4 |
| Перекидання | 4061 | 659 | 5451 | 16,2 |
| Наїзд на ТЗ, що стоїть | 1272 | 205 | 1731 | 16,1 |
| Наїзд на перешкоду | 5137 | 995 | 6907 | 19,4 |
| Наїзд на пішохода | 18998 | 1015 | 17505 | 15,8 |
| Наїзд на велосипедиста | 3566 | 553 | 3316 | 15,5 |
| Наїзд на гужовий транспорт | 222 | 32 | 270 | 14,5 |
| Наїзд на тварину | 53 | 5 | 66 | 10,0 |
| Падіння пасажира | 9 | 24 | 495 | 4,9 |
| Падіння вантажу | 18 | 2 | 20 | 20,0 |
| ВСЬОГО | 94480 | 7591 | 60003 | 15,3 |

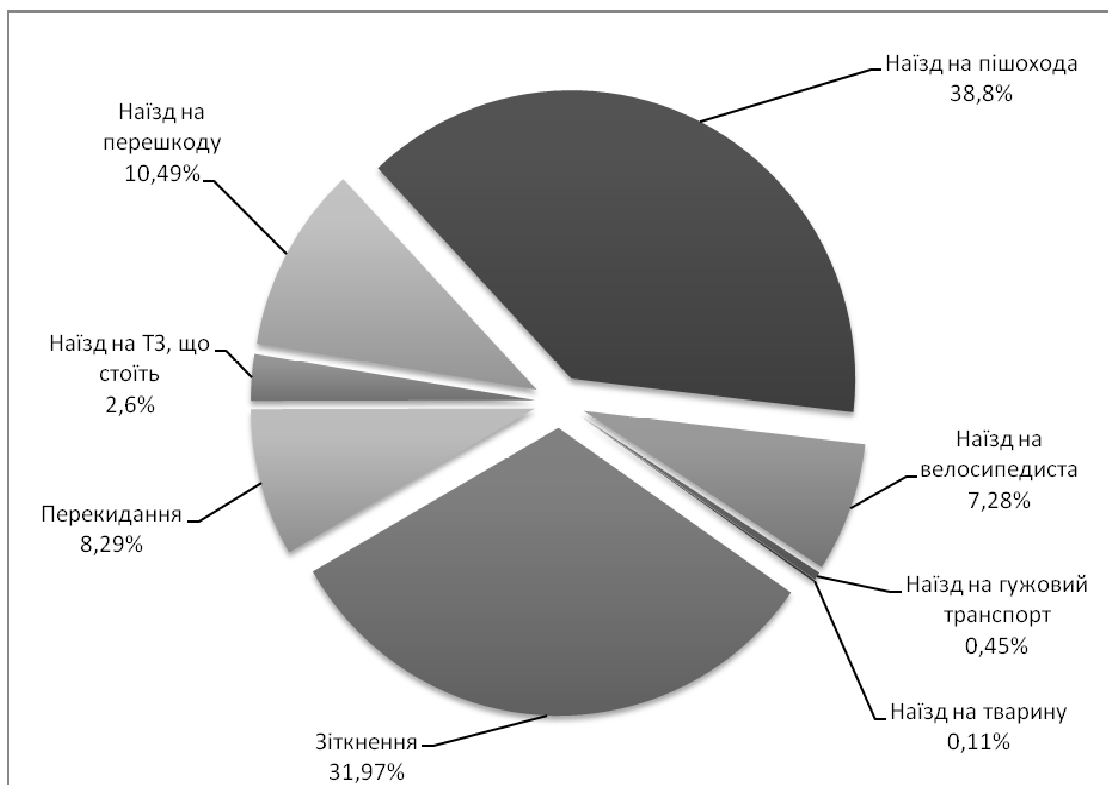


Рисунок 1 - Розподіл ДТП за видами на 2010 р.

Для зменшення кількості ДТП необхідно поліпшити якість обладнання та утримання вулиць і доріг, виправити небезпечні місця, встановити якісне освітлення вулиць, випускати на лінію технічно справні автомобілі, але, головне, - це підвищити дорожню дисципліну водіїв і пішоходів.

Важливою умовою попередження ДТП є підвищення кваліфікації водіїв, постійний контроль за вуличним рухом транспортних засобів і пішоходів, застосування різноманітних форм агітації і пропаганди, широка гласність про ДТП у пресі, радіо і на телебаченні, створення громадської думки навколо порушників, що допоможе застерегти людей від необдуманих кроків на вулицях.

Сучасний етап боротьби з аварійністю на автомобільному транспорті висуває більш високі вимоги до профілактики порушень правил руху у зв'язку зі значними людськими жертвами і величезними матеріальними втратами при ДТП.

Розподіл ДТП в Україні за видами наведено в таблиці 1 та рис. 1.

Найбільша кількість ДТП припадає на наїзди на пішоходів і зіткнення. Отже, сучасний стан аварійності з такою категорією учасників дорожнього руху, як пішоходи, потребує поглибленого вивчення умов та причин цих ДТП з метою створення рекомендацій та розроблення сучасних заходів щодо підвищення безпеки дорожнього руху.

Таблиця 2 – ДТП, що сталися за участю пішоходів за місцем їх скоєння

| Місце скоєння | ДТП | | | | | | | | | | | |
|------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|--------|
| | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | Усього |
| Поза населеним пунктом | 1291 | 1408 | 1245 | 1294 | 1199 | 1212 | 1729 | 1603 | 1362 | 1669 | 1491 | 15503 |
| Населений пункт | 8946 | 9247 | 8582 | 8433 | 7751 | 7407 | 7214 | 7413 | 7263 | 8368 | 8109 | 88733 |

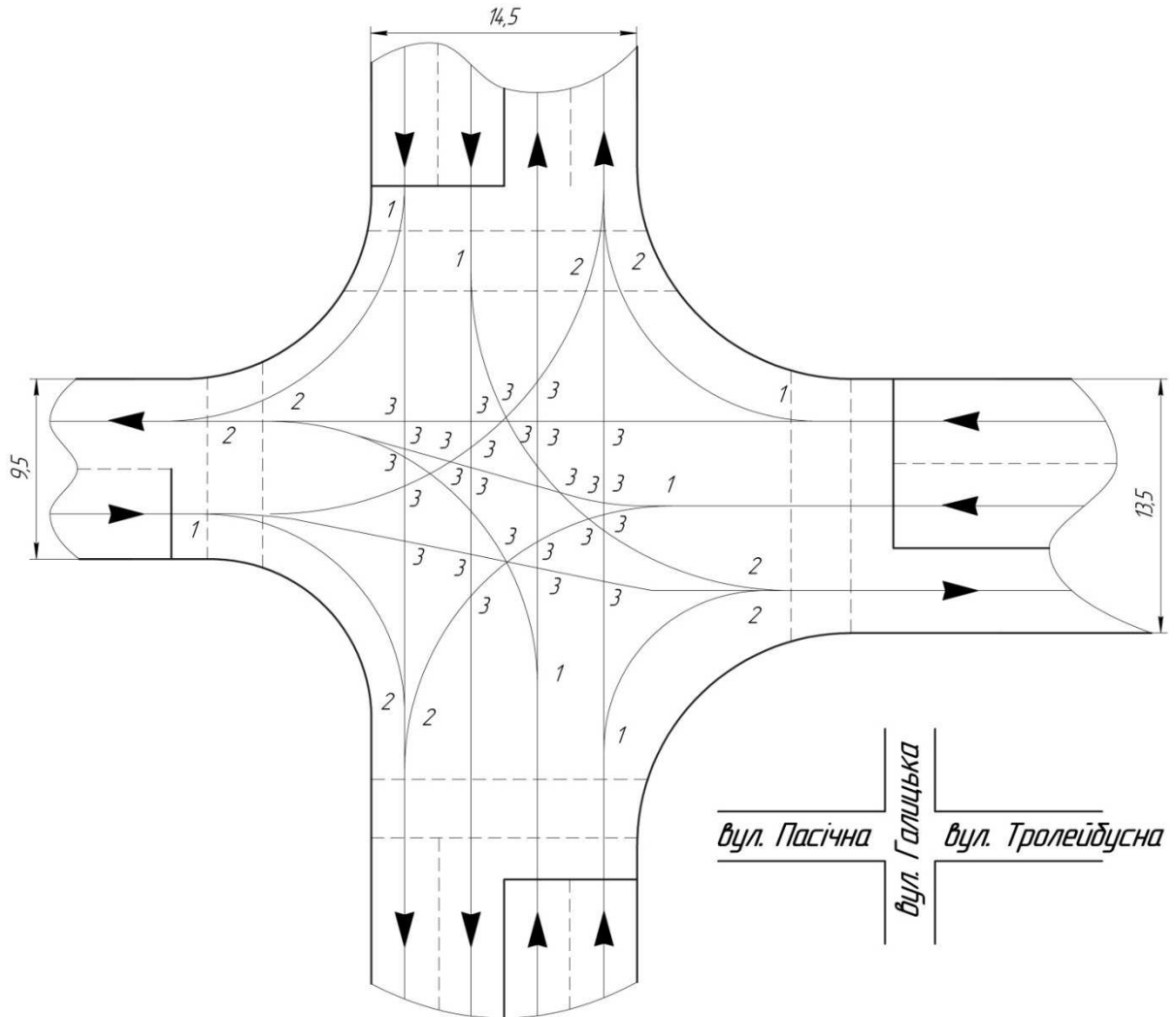


Рисунок 2 – Схема руху автомобілів з точками злиття, перетину і відхилення

Розподіл ДТП за участю пішоходів за місцем їх скоєння наведено в таблиці 2.

Як було вказано вище, близько 30% пригод відбулися на перехрестях. Визначальним при цьому є рівень складності перехрестя.

Аналіз існуючого методу визначення складності перехрестя

Метод оцінки складності нерегульованого перехрестя на одному рівні за допомогою умовних балів запропоновано Г.А. Раппопортом (Німеччина), А.Є. Страментовим та М.С. Фішельсоном (Росія), в основу якого покладене поняття конфліктної точки - місця перетину, злиття та розподілу траєкторій транспортних потоків [2]. На підставі топографічного аналізу

дорожньо-транспортних пригод на перехрестях на одному рівні кожній конфліктній точці було присвоєно умовний бал безпеки, що дозволяє оцінити відносну ступінь небезпеки кожної конфліктної точки та перехрестя доріг загалом.

Перехрестя є місцями, де зазвичай виникають ДТП і затримки руху. Тому саме в цих місцях насамперед необхідне застосування дієвих заходів з організації руху і, зокрема, запровадження примусового регулювання. На рис. 2 наводимо схему організації руху транспортних засобів і пішоходів, а також розмітку, що застосовується на перехресті вулиць Пасічна - Галицька - Тролейбусна м. Івано-Франківськ.

Більш точним і об'єктивним є визначення конфліктної точки як місця, де відбувається

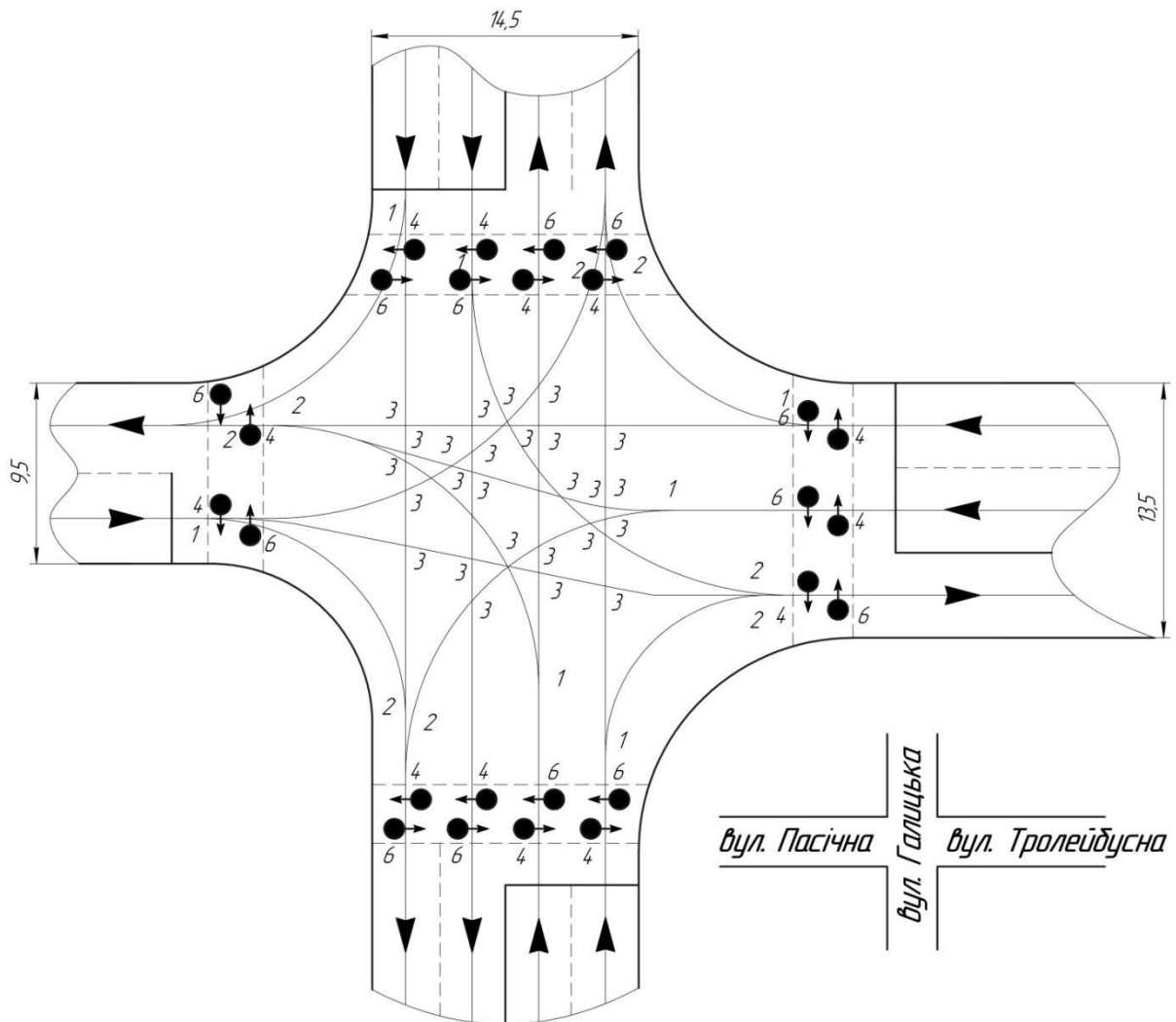


Рисунок 3 – Схема руху автомобілів з точками злиття, перетину, відхилення за участі пішохода

перетин або взаємодія траєкторій руху транспортних засобів між собою або транспортних засобів і пішоходів. Конфліктні точки на перехресті поділяються на точки відхилення, точки злиття і точки перетину траєкторій руху. Характерною особливістю такої конфліктної точки є не тільки потенційна небезпека зіткнення транспортних засобів, але й наїзд на пішохода та імовірність затримки транспортних засобів.

Розрахуємо складність перехрестя за існуючою методикою.

Конфліктні точки виділяють і відповідно позначають відхилення потоків цифрою 1, точки злиття - цифрою 2 і точки перетину - цифрою 3.

Показник складності перехрестя визначають за формулою:

$$m = n_6 + 3n_3 + 5n_{np} \quad (1)$$

де n_6 , n_3 , n_{np} – відповідно кількість точок відхилення, злиття і перетину.

$$m = 7 + 3 \cdot 8 + 5 \cdot 29 = 176.$$

Кожна конфліктна точка залежно від ступеня складності оцінюється певним балом. Так, кожна конфліктна точка відхилення оцінюється

в 1 бал, злиття - в три бали, а перетину - у п'ять балів.

Якщо число $m < 40$, то перехрестя вважається простим. При $80 > m > 40$ перехрестя вважається середньої складності, при $150 > m > 80$ - перехрестя складне, а при $m > 150$ перехрестя відноситься до дуже складних.

Дане перехрестя за проведеним розрахунком вважається дуже складним, так як $m > 150$.

Проте наведена вище методика не враховує конфліктні точки між транспортним засобом і пішоходами, що переходять перехрестя на пішохідному переході. Методика розрахунку складності перехрестя з урахуванням фактору «пішохода» зводиться до визначення конфліктних точок між автомобілем і пішоходом.

Запропонований метод визначення складності перехрестя

Складність перехрестя значно збільшується у випадку, коли враховувати можливість зіткнення пішохода з транспортним засобом на перехресті. За присутності пішохода на пішохідному переході виникає ймовірність зіткнення. Виходячи з цього можна зробити висновок про

те, що складність перехрестя залежить не тільки від кількості конфліктних точок (відхилення, злиття, перетину) між автомобілями, але і конфліктними точками, які виникають між пішоходом і автомобілем. Дана оцінка складності перехрестя з урахуванням фактора «пішохода» дасть змогу об'єктивніше оцінювати складність перехрестя.

В даній роботі пропонуються такі види конфліктних точок: перетин зліва, перетин справа. Ціна складності яких відповідно 4 і 6.

Враховуючи вище викладене, складність перехрестя, з урахуванням фактора «пішохід», буде визначатися за формулою:

$$m = n_6 + 3n_3 + 5n_{np} + 4n_n^{n1} + 6n_n^{n2}, \quad (2)$$

де $4n_n^{n1}$, $6n_n^{n2}$ – кількість точок перетину траєкторії руху пішохода і транспортних засобів відповідно зліва і справа. Коефіцієнт складності вище розглянутого перехрестя становить

$$m = 7 + 3 \cdot 8 + 5 \cdot 29 + 4 \cdot 13 + 6 \cdot 13 = 306.$$

Якщо число $m < 150$, то перехрестя вважається простим. При $230 > m > 150$ перехрестя вважається середньої складності, при $300 > m > 230$ - перехрестя складний, а при $m > 300$ перехрестя відноситься до дуже складних.

Дане перехрестя вважається дуже складним, так як $m > 300$.

З метою покращення руху автомобілів на даному перехресті рекомендується:

- встановити на перехресті захисні огорожі та намалювати розмітку;
- встановити поблизу перехрестя знак «стоянку заборонено»;
- зробити на перехресті більші радіуси заокруглень, що дозволить забезпечити кращий роз'їзд автомобілів.

Висновки

Запропонована методика визначення складності нерегульованого перехрестя дає можливість визначити його складність з урахуванням фактора «пішохода». Новизною даного методу визначення складності нерегульованого перехрестя є врахування фактора пішохода на перехресті. Наведена формула для визначення складності перехрестя з урахуванням фактору «пішохода». Кожна конфліктна точка пішохода з автомобілем оцінюється умовним балом в залежності від характеру перетину пішохода з автомобілем. Врахування конфліктних точок між пішоходами і транспортним засобом дозволить більш об'єктивно оцінити складність перехрестя і на основі цього розробити заходи для зниження аварійності на перехрестях з пішоходами.

Література

- 1 Кужель В. П. Методика зменшення невідзначеності в задачах автотехнічної експертизи ДТП при ідентифікації дальності видимості дорожніх об'єктів в темну пору доби : монографія / В. П. Кужель, А. А. Кашканов, В. А. Кашканов. – Вінниця : ВНТУ, 2010. – 200 с.
- 2 Карась Ю.В. Транспортные потоки и безопасность движения на автомобильных дорогах / Ю.В. Карась. – Казань: КХТИ, 1987. – 80 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
25.04.12
Рекомендована до друку професором
Вольченком О.І.*