

Актуальні питання нафтогазової галузі

УДК 622.276:621.1.016

ЗАСТОСУВАННЯ ГАЗОГІДРАТНИХ ТЕХНОЛОГІЙ В НАФТОГАЗОВІЙ ГАЛУЗІ

В.О. Онищенко, В.В. Клименко

Полтавський національний технічний університет імені Юрія Кондратюка,
36011, м. Полтава, просп. Першотравневий, 24, тел. (05322) 73867, e-mail: klumvas@ukr.net

Розглянуто застосування газогідратних технологій для стискування природного або іншого гідратоутворювального газу, розділення газових сумішей. Описано пропозиції по транспорту газу в газогідратному стані, зокрема у вигляді льодогазгідратних капсул. Наведено схему установки, в якій застосовано принципи газогідратного і ежекторного компримування, що дає змогу експлуатувати газові і газоконденсатні родовища (свердловини) у період зниження пластового тиску, аж до повного їх виснаження. Проаналізовано технології видобування метану з газогідратних покладів в акваторії Чорного моря та розглянуто напрямки досліджень окремих складових газогідратних технологій в науково-дослідній лабораторії Полтавського національного технічного університету ім. Ю. Кондратюка.

Ключові слова: газогідратні технології, природний газ, льодогазгідратні капсули, видобування, підготовка та транспорт природного газу.

Рассмотрено применение газогидратных технологий для сжатия природного или другого гидратообразующего газа, разделения газовых смесей. Описаны предложения по транспорту газа в газогидратном состоянии, в частности в виде льдогазгидратных капсул. Приведена схема установки, использующей принципы газогидратного и эжекторного компримирования, что позволяет эксплуатировать газовые и газоконденсатные месторождения (скважины) в период снижения пластового давления, вплоть до полного их истощения. Проанализированы технологии добычи метана из газогидратных залежей в акватории Черного моря и рассмотрены направления исследований отдельных составляющих газогидратных технологий в научно-исследовательской лаборатории Полтавского национального технического университета им. Ю. Кондратюка.

Ключевые слова: газогидратные технологии, природный газ, льдогазгидратные капсулы, добыча, подготовка и транспорт природного газа

In this work was researched the application of gas hydrate technologies used for natural gas compression, was researched the process of gas mixtures splitting using gas hydrates. Was described the main idea of natural gas transport in hydrate state with the help of ice-hydrate capsules. The scheme of the plant was presented in which gas hydrate and ejector compression is used. This plant allows to recover gas and gas condensate reservoirs at the final stage. Was analyzed methane extraction technologies from gas hydrate fields of Black sea. In this work was discussed the ways of researches in different gas hydrate technologies in Poltava national technical university research laboratory.

Keywords: gas hydrate technologies, natural gas, ice-hydrate capsule, extraction, refining, transportation of natural gas.

Термодинамічні властивості газогідратів, можливість гнучко реалізувати процеси їх утворення та розкладання за відносно невисоких тисків і температур дасть змогу здійснити низку технологічних процесів із більшою ефективністю порівняно з існуючими промисловими технологіями. У цьому напрямі перспективним є стискування природного або іншого гідратоутворювального газу шляхом переведення їх через гідратний стан, розділення газових су-

мішей у процесі гідратоутворення, транспортування газу в газогідратному стані.

Газогідратна термокомпресія (ГТТ) газів базується на тому, що гідратоутворювач у газогідратному стані займає суттєво менший об'єм, ніж у газоподібному. Так, наприклад, 1 м³ гідрату метану вміщує 162,6 м³ метану [1]. Процес стискування шляхом ГТТ - безмашинний, одноступеневий, за будь-яких ступенів стискування близький до ізотермічного. Тиск для метану,

природного газу, N_2 та інших може бути визначений із рівняння стану за температури плавлення газогідратів за питомим об'ємом. Наприклад, утворивши гідрат етану при 5,2 бар й $0^\circ C$ та розклавши в замкненому об'ємі при $95^\circ C$, отримаємо тиск 4000 бар [1].

Такий спосіб стискування пропонується застосовувати на газових промислах у технічній системі стабілізації й транспортування конденсату при підготовці газу до транспортування.

Розділення газових сумішей у процесі гідратоутворення ґрунтується на нерівності складів рівноважних фаз у присутності газогідратів, що дає змогу проводити формальну аналогію цього процесу з процесом ректифікації. При гідратному розділенні багатокомпонентних газових сумішей можна комплексно розділяти компоненти як ті, що утворюють гідрати, так і ті, що їх не утворюють [2].

В основі зручного методу розрахунку статички термодинамічного процесу гідратного розділення є використання констант рівноваги k_i для визначення зв'язку мольних часток i -го компонента Y_i в газовій та X_i в гідратній фазах

$$Y_i = k_i X_i.$$

Це рівняння застосовують для визначення рівноважних умов гідратоутворення, які отримують із залежності

$$\sum Y_i = \sum k_i X_i = 1.$$

Значення тиску P і температури t , при котрих справедливе це рівняння, є рівноважними умовами гідратоутворення для газу, склад якого Y_1, Y_2, \dots, Y_i задано. Розроблені пропозиції щодо газогідратного розділення сумішей H_2 та C_2H_6 , бутану і пропан-пропилену, виділення гелію, сірководню та діоксиду вуглецю з природного газу [2].

Застосування газогідратної технології для транспортування природних газів є серйозною альтернативою існуючим технологіям, що використовуються у наш час. Відомі такі пропозиції щодо транспортування природного газу: 1) трубопроводами у вигляді метастабільних поршнів або контейнерів газових гідратів [3]; 2) спеціальними кораблями-носіями у вигляді заморожених газових гідратів (NGH-технологія) [4]. Згідно з першою пропозицією в районі газодобування газ переводять у газогідрати, пресують у тверді гідратні циліндричні блоки, охолоджують їх до $271\div 273$ К, транспортують трубопроводом на газовій подушці під дією перепаду тиску газу і плавлять у районі газо-споживання з виділенням газу.

NGH-технологія розроблена в Норвезькому науково-технологічному університеті й складається з таких основних частин: виробництво на березі гідратів у спеціальних реакторах, їх заморожування у вигляді льодогазогідратних капсул (ЛГК) і переміщення на корабель, морське транспортування й регазифікація на місці призначення. Протягом рейсу теплопритоки призведуть до часткового розкладання замороженого гідрату на газ і лід. Газ, що виділився, використовується як паливо для двигунів кора-

бля-носія, а лід, який утворився, слугує ізоляцією для основної частини заморожених гідратів.

У місці призначення гідрати плавляться на кораблі-носії теплою водою, а виділений природний газ спрямовується в труби великого діаметра, приєднані до компресорів, розташованих на березі.

Співробітниками Полтавського і Кіровоградського національних технічних університетів розроблено технічні пропозиції способів ізохорного і адіабатного утворення ЛГК для подальшого транспортування та довгострокового зберігання [5,6], виконано теоретичні та експериментальні дослідження процесів утворення ЛГК [7-10]. Вигляд льодогазгідратної капсули, отриманої при заморожуванні водогазгідратної суспензії в замкненому об'ємі, зображено на рис. 1.

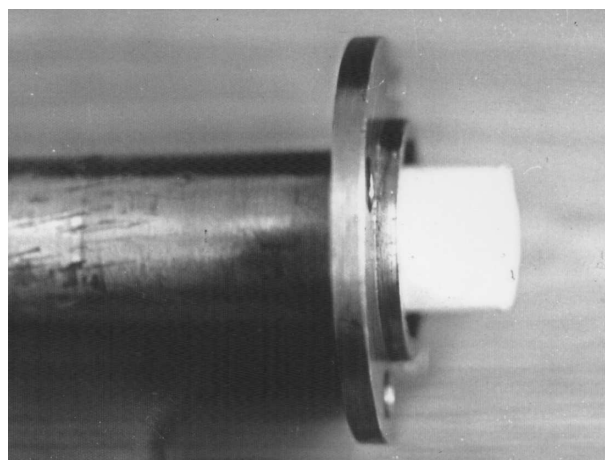
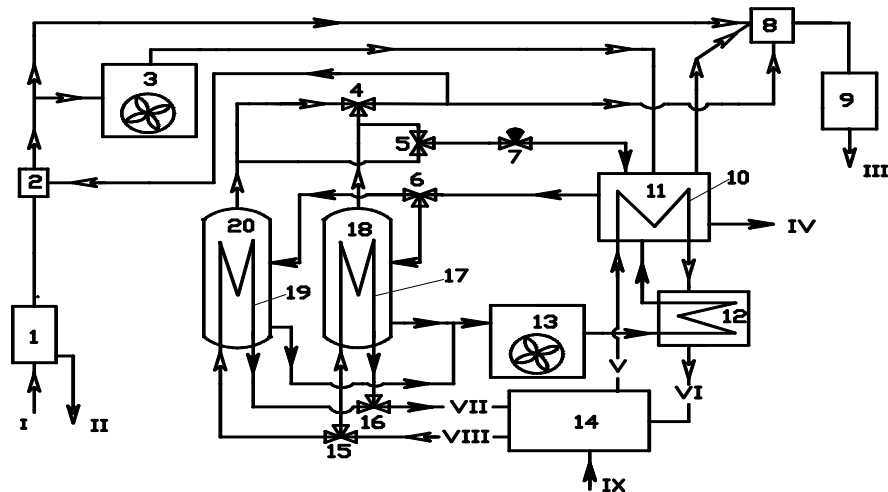


Рисунок 1 – Льодогазгідратна капсула, отримана при заморожуванні ВГС в замкненому об'ємі

Перспективним є застосування газогідратної технології при експлуатації газових і газоконденсатних родовищ (свердловин) у період зниження пластового тиску, аж до повного їх виснаження. Для таких умов запропоновано спосіб видобування і підготовки природного газу та установку для його реалізації [11,12]. Установка (рис. 2) використовує принципи газогідратного і ежекторного компримування та охолодження тепловикористовуючою холодильною машиною, для роботи якої використовується теплова енергія будь-якого походження і, відповідно, складається з трьох основних блоків: газогідратного, ежекторного і холодильного.

Попередні розрахунки свідчать, що у ході експлуатації газової свердловини з пластовим тиском $0,2\text{--}0,3$ МПа для природного газу з відносною густиною $0,7$ kg/m^3 достатньо отримувати після плавлення гідратів газ з тиском $12\text{--}16$ МПа. Це дасть можливість підтримувати тиск основного потоку газу на рівні близько 6 МПа, що є достатнім для його підготовки і подання в магістральний трубопровід.

Для України нагальним є питання видобування метану з газогідратних покладів (ГГП) в акваторії Чорного моря.



1 – сепаратор фазового розділу продукції свердловини; 2 – ежектор попереднього стиснення; 3, 13 – апарати повітряного охолодження; 4, 5, 6, 15, 16 – триходові крани; 7 – дросель; 8 – ежектор остаточного стиснення; 9 – блок осушування стисненого газу; 10 – випарник холодильної машини; 11 – реактор утворення газогідратів; 12 – теплообмінник; 14 – тепло-використовуючий агрегат холодильної машини; 18, 20 – газогідратні дотискувачі; 17, 19 – конденсатори холодильної машини; I – продукція газової (газоконденсатної) свердловини; II, IV – конденсат; III – стиснений газ; V – рідкий пропан на випаровування; VI – газоподібний пропан після випаровування; VII – газоподібний пропан на конденсацію; VIII – сконденсований пропан; IX – теплоносій від зовнішнього джерела тепла

Рисунок 2 – Схема установки для видобування природного газу

На сьогодні для видобування газу із субмаринних газогідратів розглядають два основних способи: 1) застосування відомих методів розробки відкритих кар'єрів для видобування газогідратів на дні моря в твердому стані з наступною доставкою їх на поверхню; 2) переведення гідратного газу у вільний стан у пласті з наступним відбором традиційними методами. Перший спосіб малоефективний, оскільки газогідрати будуть самочинно (неконтрольовано) розкладатися при порушенні їх рівноважного стану з непередбаченими екологічними наслідками. Другий спосіб можна реалізувати такими методами: 1) зниження пластового тиску нижче рівноважного; 2) підвищення пластової температури вище рівноважної; 3) закачування в пласт інгібіторів, які сприяють розкладенню газогідратів; 4) дією активними високочастотними полями [13].

Перспективною є технологія, яка суміщає депонування CO_2 у вигляді гідратів у придонні шари і розробку ГГП [14]. Вуглекислим газом можна заміщувати метан у гідратах (цьому сприяють термодинамічні та енергетичні характеристики обох видів гідратів), організовуючи контрольований видобуток метану. Утворення гідратів вуглекислого газу в розломах земної кори дасть змогу перекривати місця виходу природного метану («свищі»).

Для дослідження вищезгаданих механізмів і процесів утворення та розкладення газогідратів у природних геологічних структурах і за термобаричних параметрів, відповідно до умов ГГП Чорного моря в лабораторії «Газогідратні технології в нафтогазовому комплексі України» кафедри ВНГ ПолтНТУ розроблено проект експериментальної установки, основним елементом якої є модульний газогідратний реактор (рис. 3). У ньому можна буде підтримувати тем-



Рисунок 3 – Модульний газогідратний реактор

пературу від мінус 10 до 70°C і тиск до 12 МПа. Планується провести такий комплекс досліджень: перевірка моделей механізму та кінетики процесу утворення гідратів у пластових умовах, фізичне моделювання елементів технології видобутку газу з ГГП, включаючи ви-

вчення впливу дії бурового інструменту на пласт (через шлюзову камеру), процесів у привибійній зоні та у вертикальній і горизонтальній свердловинах при різних методах дії на пласт із метою виділення газу.

Література

- 1 Макогон Ю.Ф. Гидраты природных газов / Ю.Ф. Макогон. – М.: Недра, 1974. – 208 с.
- 2 Бык С.Ш. Газовые гидраты / С.Ш. Бык, Ю.Ф.Макогон, В.И.Фомина. – М.: Химия, 1980. – 296 с.
- 3 А. с. 711758 СССР, МКИ В 65 G 51/02. Газопровод для транспортировки природного газа в виде газовых гидратов / Л. Ф. Смирнов. (СССР). – № 33409321/24-03; заявл. 04. 01. 76; опубл. 03.12.83, Бюл. № 45.
- 4 Frozen hydrate compared to LNG. / Gudmundsson J.S., Hveding F. and Borrehaug A. Norwegian Institute of Technology, Trondheim, 1995. – 25 p.
- 5 Патент України 23179 А, F25D 3/00 F25C 1/18. Установка для виробництва льодяних капсул, які наповнені газовими гідратами діоксиду вуглецю / В.В.Клименко, В.Н. Корнієнко (RU), Віт.В.Клименко, Ю.П. Денисов, І.Г. Чумак; заявник і патентовласник В.В. Клименко. – № 96093438. – заявл. 03.09.96; опубл.19.05.98, Бюл. № 6.
- 6 Патент України № 61109 F25J1/00. Спосіб утворення льодогідратних капсул / В.В. Клименко, М.Л. Зоценко, М.М. Педченко, Л.О. Педченко; заявник і патентовласник Полтавський національний технічний університет ім. Ю.Кондратюка. – у 201014718; заявл. 08.12.2010; опубл. 11.07.2011, Бюл. № 13.
- 7 Клименко В.В. Моделирование процесса замораживания газгидратных цилиндрических капсул / В.В. Клименко, В.С. Миронов, О.В. Скрипник // Розробка і технологія виробництва сільськогосподарських машин: Збірник наукових праць КІСМ. – 1994. – С. 61–64.
- 8 Скрипник А. В. Экспериментальная оценка процессов замораживания смеси "H₂O + газовые гидраты CO₂" / А. В.Скрипник, В.В. Клименко // Холодильна техніка і технологія. – 2007. – № 1 (105). – С. 87–89.
- 9 Клименко В.В. Моделирование адиабатного способа утворення льодогідратних капсул / В.В.Клименко, М.М.Педченко, Л.О.Педченко // Холодильна техніка і технологія. – 2010. – № 6(128). – С. 41-45.
- 10 Клименко В.В. Замораживания воды в порах при адиабатном способе утворення льодогідратних капсул / В.В.Клименко, М.М.Педченко, Л.О.Педченко // Холодильна техніка і технологія. – 2011. – № 1(129). – С. 37-39.
- 11 Патент UA № 53195, E21B43/00, F04F1/00. Установа для підготовки природного газу / В.В. Клименко, М.Л. Зоценко, М.М. Педченко, Л.О. Педченко; заявник і патентовласник Полтавський національний технічний університет ім. Ю.Кондратюка – у 201004095; заявл. 08.04.2010; опубл. 27.09.2010, Бюл. № 18.
- 12 Патент UA № 53196, E21B43/00, F04F1/00. Спосіб видобування і підготовки природного газу / В.В. Клименко, М.Л. Зоценко, М.М. Педченко, Л.О. Педченко; заявник і патентовласник Полтавський національний технічний університет ім. Ю.Кондратюка. – у 201004095; заявл. 08.04.2010; опубл. 27.09.2010, Бюл. №18.
- 13 Басниев К.С. Способы разработки газогидратных месторождений / К.С. Басниев, В.В.Кульчицкий, А.В. Щебетов // Газовая промышленность. – 2006. – № 7. – С.22-24.
- 14 Жук Г.В. Применение гидратов в технологиях хранения CO₂ / Г.В.Жук, А.И.Пятничко, П.Ф.Гожик, В.В. Клименко: Тези доповідей міжнародної науково-практичної конференції «Енергоефективність – 2010» (19-21 жовтня 2010 р.,Київ, Україна). – К.: Інститут газу НАНУ, 2010. – С. 48- 51.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
25.10.11
Рекомендована до друку професором
Федоришиним Д.Д.*

Техніка і технології

УДК 621.315

ПРИСТРІЙ АВАРІЙНОГО ЗАХИСТУ ВОДНОГО СЕРЕДОВИЩА ВІД ЗАБРУДНЕННЯ НАФТОЮ

О.І. Білоус, Г.І. Таниура

Дніпродзержинський державний технічний університет,
51900, м. Дніпродзержинськ, вул. Дніпробудівська, 2, тел. (0569) 551389,
e-mail: science@dstu.dp.ua

Обґрунтована технічна можливість встановити навколо ушкодженої обсадної труби захисний циліндр. Циліндр створюється шляхом згину плоского канату, попередньо намотаного на бобіну в декілька шарів. Для бобіни, як системи кілець, досліджено розподіл поміжшарових сил тиску. Показано, що сили тиску практично близькі до нуля поміж усіма шарами, окрім двох верхніх. Визначено кут, на який повернеться бобіна у разі прикладення робочого навантаження до стрічки під час пуску машини.

Ключові слова: захист водного середовища, конструкція, стрічка, надання стрічці циліндричної форми, багатошарова намотка, розподіл сил

Обоснована техническая возможность установить вокруг поврежденной обсадной трубы защитный цилиндр. Цилиндр создается путем изгиба плоского каната, предварительно намотанного на бобину в несколько слоев. Для бобин, как системы колец, исследовано распределение сил давления между слоями. Показано, что силы давления практически близки к нулю между всеми слоями, кроме двух верхних. Определен угол, на который повернется бобина в случае приложения рабочей нагрузки к ленте при пуске машины.

Ключевые слова: защита водной среды, конструкция, лента, предоставление ленте цилиндрической формы, многослойная намотка, распределение сил

Possibility to set a protective cylindrical body round the damaged pipe is rotined. It is created by the bend of flat rope, preliminary winded on a bobbin in a few layers. For reels, as the ring system has been studied the distribution of pressure forces between the layers. It is shown that the pressure force is almost close to zero between all layers except the top two. Defined angle at which the spool rotates in the case of an application workload to a tape at start-up mechanism.

Keywords: defence of aquatic environment, construction, ribbon, grant to the ribbon of cylindrical form, multi-layered winding, distribution of forces.

Україна найближчим часом планує розпочати освоєння родовищ шельфу Чорного моря. Приклад аварії на нафтовидобувній платформі компанії British Petroleum, що призводить вилливу нафти в Мексиканської затоці вказують на те, що проблема екологічної безпеки підводного видобутку цього енергоносія поки, що не повністю розв'язана.

Причиною витoku нафти було руйнування обсадної труби. Для зменшення обсягів неконтрольованого витoku нафти у водне середовище нами розроблено пристрій для захисту довкілля від протікання обсадних труб у товщі води [1]. Пристрій (рис.1) з підйомною машиною з циліндричним барабаном 1. На барабан намотана стрічка 2 із западиною 3 та виступом 4.

Стрічці роликками 5 надається форма кругового циліндра навколо обсадної труби 6. До

вільного кінця стрічки приєднано деталь конічної форми 7.

При відмотуванні плоского канату з барабану стрічка циліндричної форми охоплює обсадну трубу та опускає на дно водного басейну конічну деталь. Таким чином, труба охоплюється циліндричною порожнистою деталлю зі стрічкою. Оскільки ролики 5 розташовані не нижче рівня води, то зона витoku нафти стрічкою циліндричної форми відокремлюється від водного простору. Нафта піднімається в порожнині поміж обсадною трубою та утвореним циліндром. Її відсмоктують помпами, що унеможливує її витік у водне середовище. Конічна деталь значної маси дає змогу спрямовувати нафту в потрібному напрямку, навіть коли ушкоджена навколосвердловинна зона.

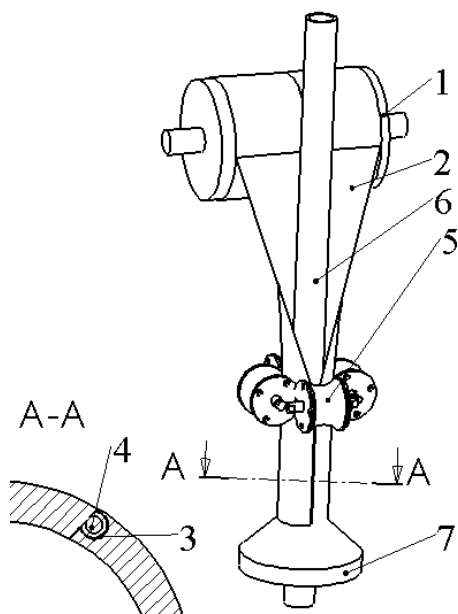


Рисунок 1 – Пристрій для захисту довкілля від протікання обсадних труб у товщі води

Запропонований пристрій – це машина нової конструкції. Створення нової машини пов'язане з розв'язанням ряду технічних проблем. З метою спрощення розв'язання таких задач використовують метод аналогії. В нашому випадку найближчим аналогом пристрою є шахтна підйомна машина. Тяговим елементом цієї машини має бути стрічка. Цій стрічці має бути надана додаткова функція – створення навколо обсадної труби додаткового циліндричного тіла. Глибини видобутку корисних копалин можуть бути значними. Стрічка повинна мати значну міцність на розрив. Відповідно до кінематики підйомної машини, тяговий орган має бути намотаний на барабан. Для тягового органу у вигляді стрічки намотування на барабан має здійснюватися пошарово, а жорсткість стрічки на згин має бути незначною. Стрічка не повинна руйнуватися і від взаємодії з нафтою.

Переліченим умовам задовольняє гумотросова стрічка, що використовується в Україні (понад 30 років), в Польщі як канат підйомної машини. Карагандинський завод (Узбекистан) має технічну можливість виготовляти стрічки шириною 1,6-2 м на основі тросів діаметром 12-16 мм. Такі стрічки використовуються і на конвеєрах, включно підвісних трубчастих, на яких стрічці задається кругова або грушоподібна замкнена форма.

Для використання плоского тягового органу при однокінцевому підйомі треба побудувати підйомну машину з бобінним виконавчим органом. Над створенням такої машини працюють науковці національного гірничого університету та Новокраматорського машинобудівельного заводу [2]. Особливістю умов роботи підйомної машини в запропонованому пристрої є те, що стрічка на барабан має бути намотана без натягу. Лише після цього до стрічка має бути навантажена масою приєднаного конуса та власною вагою змотаної частини канату.

В роботах професора Національного гірничого університету К.С.Заболотного та доцента цього ж університету О.В.Панченко досліджено розподіл сил в тілі утвореного багат шаровим намотуванням гумотросового канату. Роботи виконувалися для шахтних підйомних машин. В цих машинах канат намотано під дією на нього зовнішньої сили розтягу. Навантаження канату під час його намотування на барабан на наземних підйомних машинах забезпечується тим, що до кінця канату приєднується вантаж.

Для запропонованого пристрою таке намотування є неможливим. Канат має бути намотаний в декілька шарів, практично без натягу до моменту підвішування вантажу – конуса. Вільний кінець канату спочатку має бути заведений між роликками над водною поверхнею. Лише після цього до нього можна буде приєднати вантаж – конус. Вантаж і створить початкове робоче натягнення канату. Така послідовність прикладення сил змінює умову взаємодії шарів канату та барабана. Зміна умов взаємодії вказаних елементів призводить до зміни характеру розподілу сил та деформацій, має бути врахована в процесі проектування пристрою. Дослідження умов взаємодії плоского канату та барабана – актуальна науково-технічна задача, розв'язання якої дозволить обґрунтовано вибрати параметри барабана.

Метою роботи є визначення сил, що діють поміж шарами та на барабан підйомної машини. У вказаній конструкції плоский канат без попереднього натягнення намотано на барабан в декілька шарів. Після намотування до вільного кінця канату прикладене зусилля розтягу. Задачу розв'яжемо, скориставшись результатами роботи [2], в якій гвинтова форма канату замінена дискретними кільцями. Перше кільце вважається насадженим на барабан. Кожне наступне – на попереднє. Тиск поміж шарами та тиск на барабан вважається рівномірно розподіленим. Додатково врахуємо і те, що гумотросовий канат – це система паралельних розташованих в одній площині тросів, запресованих в гумову оболонку. Крок розташування тросів незмінний по усій ширині канату. Ширину канату приймемо рівною одиниці (одичноно). Напружений стан утвореної системи шарів канату відповідатиме плоскому.

Систему дискретних тросів уявимо як суцільний металевий шар, розташований поміж двома гумовими шарами обкладинками канату. При намотуванні гумові обкладинки суміжних шарів канату взаємодіють поміж собою. Відповідно до умов задачі між ними немає зазору та вони не рухаються один відносно іншого. Це дає підстави два суміжних гумових шари розглядати як один. Аналіз напруженого стану композитного ортотропного матеріалу, яким є гумотросовий канат, засвідчив, що товщину гумового шару слід прийняти рівним першому члену розкладеного за косинусами в ряд Фур'є змінної товщини гумового шару. Для збереження кінематичних умов намотування канату,

його загальна товщина має залишитися незмінною.

Після приєднання вантажу до канату зусилля розтягу у верхньому шарі зростає до сили, що дорівнюватиме вазі вантажу, та створить тиск на попередній шар. Цей тиск задамо розподіленою силою q_N . Кільця позначимо номерами від 1 до N – кількості намотаних шарів без урахування верхнього. Шар канату, що взаємодіє з барабаном, позначимо номером 1. В кожному шарі канату номерам гумових кілець додамо індекс g , а металевим – t .

Тиск зовнішнього шару, відповідно до прийнятих умов, розподілений рівномірно та симетрично відносно осі барабану. Кожне кільце навантажено рівномірно розподіленими зовнішніми зусиллями, що діють в площині кілець. Прийmemo функцію напружень (функцію Ері) в наступній формі

$$\varphi(r) = B \ln r + Cr^2. \quad (1)$$

Відповідно до прийнятої функції, враховуючи те що кільця виконані з різного матеріалу, напруження та деформації для i -того:

а) гумового кілець

$$Rr_{gi} = \frac{B_{gi}}{r^2} - 2 C_{gi},$$

$$B\beta_{gi} = -\frac{B_{gi}}{r^2} - 2 C_{gi}, \quad (2)$$

$$u_{gi} = \frac{1}{G_g} \left(\frac{B_{gi}}{2r^2} + C_{gi} \frac{1 - \mu_g}{1 + \mu_g} r \right),$$

де: r , β ; Rr_{gi} , $B\beta_{gi}$ – складові тензора напружень гумового кілець в циліндричних координатах; B_{gi} , C_{gi} – невідомі сталі інтегрування; G_g – модуль зсуву для гуми; μ_g – коефіцієнт Пуассона для гуми,

б) металевого кілець

$$Rr_{ti} = \frac{B_{ti}}{r^2} - 2 C_{ti},$$

$$B\beta_{ti} = -\frac{B_{ti}}{r^2} - 2 C_{ti}, \quad (3)$$

$$u_{ti} = \frac{1}{G_t} \left(\frac{B_{ti}}{2r^2} + C_{ti} \frac{1 - \mu_t}{1 + \mu_t} r \right),$$

де: Rr_{ti} , $B\beta_{ti}$ – складові тензора напружень умовно суцільного металевого кілець в циліндричних координатах; G_t – приведений модуль зсуву умовного металевого кілець; μ_t – приведений коефіцієнт Пуассона умовно суцільного металевого кілець.

Внутрішній радіус i -того гумового кілець позначимо a_{gi} , a_{ti} . Складемо умови сумісного деформування кілець:

коли $r = at_i$ $u_{gi} = u_{ti}$,

$$Rr_{gi} = Rr_{ti} \quad (i=1, 2, \dots, N), \quad (4)$$

коли $r = ag_i$ $u_{gi} = u_{ti-1}$,

$$Rr_{gi} = Rr_{ti-1} \quad (i=2, 3, \dots, N). \quad (5)$$

Граничні умови деформування

коли $r = ag_N$,

$$Rr_{tN} = q, \quad (6)$$

коли $r = ag_1$,

$$u_{\beta 1} = 0. \quad (7)$$

Після підстановки граничних умов (6, 7) та умов сумісності деформування шарів (4, 5) в залежності (2 та 3) отримаємо систему рівнянь. Порядок цієї системи дорівнює $6N$. Розв'язання системи рівнянь дозволить визначити невідомі сталі інтегрування, відповідно і напруження та деформації кілець при багатшаровому намотуванні канату.

Нами виконані розрахунки розподілу сил тиску поміж шарами гумотросового канату типу ГТК-3150 намотаного в десять шарів на барабан радіусом 0,8 м. Модулі зсуву та коефіцієнти Пуассона для матеріалу троса з урахуванням заповнення перерізу троса металом та гуми прийняті відповідно рівними 10^4 МПа і 0,23 та 10 МПа і 0,48. Натягнення верхнього шару прийнято таким, що забезпечував тиск десятого шару на дев'ятому рівні одиниці, тобто $Rr_{t10} = 1$. Результати розрахунків наведені на рис. 2. Крива 1 відповідає канату з наведеними механічними показниками.

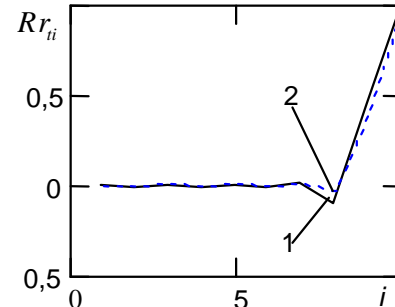


Рисунок 2 – Розподіл радіальних напружень стискування в шарах намотаного канату

Наведений розподіл свідчить, що напруження стискування, від максимального рівного одиниці під десятим шаром канату, зменшуються. У восьмому (в третьому при підрахунку від зовнішнього шару) виникають навіть незначні напруження стискування, як в гумі так і в тросі. В решті шарах напруження практично відсутні, як і до моменту навантаження зовнішнього шару. Тобто навантаження верхнього шару впливає локально – на три суміжних шари, що збігається з висновками роботи О.В. Панченко. Ця закономірність зберігається за умови, коли кількість шарів перевищує два і не залежить від механічних характеристик канату, діаметру барабана. Наслідком зростання сил розтягу канату в разі його навантаження зовнішнім зусиллям призведе до деформацій (подовженню) канату. Так, в межах прийнятої умови незмінності сил

розтягу кілець, та без урахування стискання канату деформації двох верхніх шарів мають становити

$$v = \frac{M g}{EF} \pi (2R_N + R_{N-1}),$$

де: M – маса вантажу; g – прискорення вільного падіння; EF – приведена жорсткість тросів канату на розтяг; R_N, R_{N-1} – радіус останнього (верхнього) та попереднього шарів канату.

Відповідно, до моменту повного прикладення сили розтягу до канату, барабан має здійснити поворот на кут

$$v = 3\pi \frac{M g}{EF}.$$

Останнє має бути враховано при аналізі динаміки та в системі пуску машини.

Виконані дослідження вказують також на те, що механічні властивості матеріалу оболонки канату впливають на розподіл сил в кільцях намотаного канату. Так, зменшення коефіцієнта Пуассона від 0,48 до 0,24 зменшує рівень напружень стискання у третьому від зовнішнього шару. Таке зменшення зумовлено тим, що коефіцієнт Пуассона гуми – 0,48, практично відповідає незмінності обсягу гуми під дією нормальних напружень. Водночас, прийняте умовне значення цього коефіцієнта 0,24 відповідає матеріалу, що частково стискається. Така умовна властивість оболонки канату не суттєво впливає на напружено-деформований стан шарів канату. Вона практично усуває появу напружень стискання в гумі та дещо зменшує напруження стискання третього від зовнішньої поверхні тросу.

Під час експлуатації канатів їх деформації лінійно залежать від зусиль. Нами розв'язана лінійна задача. Прийнятний за таких умов принцип суперпозиції дає підстави стверджувати, що загалом будь-яка зміна зусилля натягнення канату, намотаного з натягом або без нього, призведе до зміни напруженого стану лише у верхніх трьох шарах, намотаних на барабан. Така зміна напруженого стану призведе і до відповідного повороту цих шарів відносно барабана. При цьому кут повороту буде залежати лише від величини зміни зовнішнього навантаження та жорсткості тросів канату на розтяг і не буде залежати від кількості шарів. Вказана особливість має бути врахована при динамічному аналізі машини.

Запропонована машина може бути використана неодноразово. У разі потреби, кінцевий вантаж, шляхом намотування канату на барабан, може бути піднято. Над поверхнею води його від'єднано від машини. Умови експлуатації канату, що у багато шарів намотуються на барабан, досліджені. Тиск на барабан буде більшим встановленого нами. Відповідно запропоновані в дисертації О.В.Панченко методи розрахунку барабана прийнятні і для розрахунку барабана запропонованого пристрою аварійного захисту водного середовища від забруднення нафтою.

Висновки

1. Основні конструктивні рішення та матеріали застосовані в пристрої для захисту доквілля від протікання обсадних труб у товщі води масово виробляються, апробовані в умовах виробництва.

2. Розподіл сил в тілі, утвореному багатшаровим намотуванням не навантаженого канату, що змінюється при миттєвому навантаженні канату, не досліджено.

3. Зміна сили натягнення вільного кінця канату, намотаного в декілька шарів на барабан, включно і у разі зростання від нуля, призведе до зміни напруженого стану лише у верхніх трьох шарах, намотаних на барабан.

4. В процесі навантаження канату масою вантажу, барабан буде повертатися. Ця особливість має бути врахована при розробці системи керування приводом машини.

5. Зміна величини зовнішнього навантаження канату призведе до повороту практично двох верхніх шарів відносно барабана. Кут повороту буде залежати від величини зміни зовнішнього навантаження та жорсткості тросів канату на розтяг і не буде залежати від кількості шарів.

6. Розробка, виготовлення та використання пристрою аварійного захисту водного середовища від забруднення нафтою можливо і доцільно під час експлуатації нафтових родовищ.

Література

1 Пат. 59953 Україна, МПК В65G 43/02 Пристрій для захисту доквілля від протікання обсадних труб у товщі води [Текст] / Білоус О.І., Танцура Г.І. ; заявник та патентоутримувач Дніпродзер. держ. техн. універ. – № u201012610; заявл. 25.10.2010; опубл. 10.06.2011, Бюл.11 – 2 с.: іл.

2 Панченко Е.В. Определение расчетных нагрузок в витках многослойной намотки резиноканата [Текст]: дис. ...канд. техн. наук: 05.02.09 / Панченко Елена Володимирівна. – Днепропетровск, 2007. – 206 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії
02.11.11

Рекомендована до друку професором
Мойсишиним В.М.

КЛАСИФІКАЦІЯ ПЛУНЖЕРІВ ТА ОСОБЛИВОСТІ ЇХ ВИБОРУ ДЛЯ УСТАНОВКИ ПЛУНЖЕРНОГО ПІДНІМАЧА

¹А.В. Угрюновський, ¹Л.Б. Мороз, ²І.В. Криськів

¹ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42195,
e-mail: public@nimg.edu.ua

²ЛКНДЦ УкрНДІгаз, 79026, м. Львів, вул. Стрийська, 144, тел. (032) 2632179,
e-mail: Kryskiv@inbox.ru

Важливим аспектом підвищення ефективності нафтогазовидобувного комплексу є продовження стабільної роботи обводнених нафтових, газових і газоконденсатних свердловин.

Розглянуто один із можливих способів експлуатації обводнених свердловин з допомогою плунжерного піднімача. Охарактеризовані відомі конструкції плунжерів, їх характерні особливості, виконано аналіз методів зменшення витоків рідини через зазор між плунжером і насосно-компресорними трубами, обґрунтовано напрями підвищення ефективності використання плунжерного піднімача

Ключові слова: обводнення, вода, газ, свердловина, плунжер, амортизатор, ущільнення

Важным аспектом повышения эффективности нефтегазодобывающего комплекса является продолжение стабильной работы обводненных нефтяных, газовых и газоконденсатных скважин.

Рассмотрен один из возможных способов эксплуатации обводненных скважин с помощью плунжерного подъемника. Охарактеризованы известные конструкции плунжеров, их характерные особенности, выполнен анализ методов уменьшения объема истечения жидкости сквозь зазор между плунжером и насосно-компрессорными трубами, обосновано путь повышения эффективности использования плунжерного подъемника.

Ключевые слова: обводнение, вода, газ, скважина, плунжер, амортизатор, уплотнение

The important aspect of improving the efficiency of oil and gas recovery complex is the continued stable operation of flooded oil, gas and gas condensate wells.

One of the possible ways of exploitation of flooded wells with the help of plunger lift is considered. The well-known constructions of pistons, their peculiarities have been characterized, the analysis methods to decrease the leakage of fluid through the gap between the pistons and tubing, trends to increase the efficiency of using plunger lift are grounded.

Keywords: irrigation, water, gas, mining hole, plunger, depreciation, compression

Більшість родовищ природних газів увійшла в завершальну стадію розробки, яка характеризується істотним зниженням пластового тиску, низькодебітністю свердловин і високим вмістом пластової води і вуглеводневого конденсату в пластовій продукції.

Одним із способів інтенсифікації роботи обводнених газових і газоконденсатних свердловин, а також низьконапірних нафтових свердловин є застосування плунжерного піднімача.

Для переведення свердловини на експлуатацію плунжерним піднімачем у нижній частині ліфтової колони встановлюють стаціонарний або знімний обмежувач (нижній амортизатор) ходу плунжера, а вище хрестовини або трійника фонтанної ялинки – верхній обмежувач ходу плунжера. В інтервалі між обмежувачами діаметри отворів прохідних каналів (стовбурового проходу): труб, вузла підвіски ліфтової колони у фонтанній арматурі, засувки, хрестовини та інших елементів фонтанної ялинки повинні бути одного розміру в межах, обмежених стандартними допусками розмірів на виготовлення труб.

Плунжер є головним елементом, в процесі підймання рідини плунжерним ліфтом.

На початковій стадії використання цього способу вважали, що введення поршня (пізніше

використовували плунжер), що відокремлює газ від стовпа нафти, що піднімається ним, призвело б до зниження витрати газу порівняно з підніманням нафти шляхом її розгазування. Крім того, робота поршня з малим навантаженням на нього від стовпа нафти, що піднімається, дала б менший протитиск на пласт, ніж при газліфтній експлуатації без поршня.

Таким чином, ранні конструкції газліфтного поршня нагадували «корок», що переміщувався то вгору то вниз між гирлом і башмаком підймальних труб.

У вітчизняній і зарубіжній літературі не вказано чіткої різниці між поршнем і плунжером, і ці терміни часто вживаються на рівних правах. Враховуючи, що відмінність між ними має вагомe значення і в певною мірою впливає на технологію роботи установки плунжерного піднімача, надалі поршнем називатимемо циліндр без прохідного осьового отвору, а плунжером – циліндр з прохідним осьовим отвором, який перекривається клапаном при русі плунжера угору і залишається відкритим при русі його вниз.

Однією з перших відомих конструкцій газліфтного поршня є конструкція Краснодар-НІПНафта, зображена на рис. 1 [1]. Поршень складається з циліндричного корпусу з попере-

чними канавками, за рахунок яких створюється турбулентне ущільнення, головки та наконечника.

Інша конструкція газліфтного поршня (винахід СРСР № 979621, автори Б.И.Кравченко, Г.П.Корнєв, Л.Б.Хусід, і Н.Р.Рабінович), складається з корпусу, головки, наконечника та канавок [2]. З метою підвищення герметизуючої здатності його нижня стінка кожної канавки виконана конічної форми з кутом при вершині 90 – 150°.

В роботі [3] наведена ще одна конструкція газліфтного поршня, причому відстані між канавками в декілька разів більші за ширину самої канавки. За конструкцією і принципом роботи ці поршні подібні між собою, але мають різні маси (від 3,7 до 5,2 кг) та довжину циліндричної частини (від 340 до 500 мм). В УНР застосовувались поршні довжиною понад 1 м.

Основна проблема, яка виникала при використанні поршнів описаних конструкцій, це те, що вони не могли досягти нижнього амортизатора без зупинки свердловини. Тому вони могли бути рекомендовані тільки для установок періодичної дії.

При роботі установок періодичного газліфта поршні застосовувались ще досить не довгий час, хоча через відсутність клапанного вузла вони володіли значно більшою надійністю в роботі, ніж плунжери.

Згодом В. І. Шулятиков і Ю. В. Кобзев для установок періодичного видалення рідини із вибоїв свердловин запропонували оригінальну конструкцію плунжера довжиною 180 мм і загальною масою 1060 г (рис. 2). Плунжер цієї конструкції є пустотілим циліндром з кількома поперечними канавками на зовнішній поверхні і клапаном у вигляді кульки в нижній частині [5].

Наявність клапана в корпусі плунжера забезпечує опускання його під власною вагою до вибою і підняття під тиском газу до гирла. Після досягнення плунжером гирла свердловини клапан відкривається, і плунжер падає вниз, пропускаючи крізь себе рідину і газ, які поступають у свердловину. Клапан плунжера механічно закривається у момент удару плунжера до нижнього амортизатора. При цьому плунжер стає ніби суцільним поршнем, здатним підняти розгазовану рідину, що накопичилась в піднімальних трубах за попередній цикл роботи плунжера.

Удосконалення конструкцій плунжерів для плунжерного піднімача здійснюється від початку його створення (США Флетчер, 1924 р.), аж до сьогодні.

У США в 1999 році використання плунжерів, що складаються з двох механічно не скріплених секцій, було визнано перспективним. Фірма Pacemaker Plunger Co. (MGM Well Service, Inc.) розглядає конструкцію плунжера з кулькою як революційну, а напрямок для подальшого удосконалення цього пристрою – як перспективний [9].

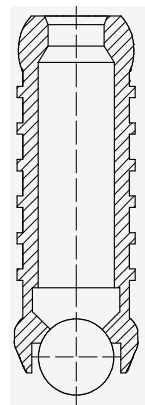
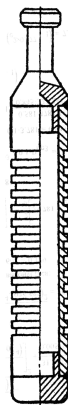


Рисунок 1 – Поршень конструкції КраснодарНІШнафта В. І. Шулятикова і Ю. В. Кобзева

Плунжер, зображений на рис. 2, називають також двосекційним, або плунжером типу «Літаючий клапан». На сьогодні відомо ще декілька удосконалених конструкцій такого типу [6, 7, 8].

В. І. Шулятиковим і Ю. В. Кобзевим також запропоновано плунжер, для свердловин, обладнаних багатоступінчастою колоною насосно-компресорних труб. Плунжер має декілька за кількістю ступенів, концентрично розміщених втулок із зовнішнім лабіринтним ущільненням та опорним буртом у верхній частині, причому гладкий осьовий канал кожної наступної втулки перевищує максимальний зовнішній діаметр попередньої втулки [10].

Плунжер типу «Літаючий клапан» знайшов своє застосування на родовищі Медвеже. Оскільки плунжер був використаний для експлуатації газових свердловин з ліфтовими колонами із труб умовним діаметром 168 мм, то для зменшення маси циліндричної частини на його бічній поверхні були виконані наскрізні пази (рис. 4).

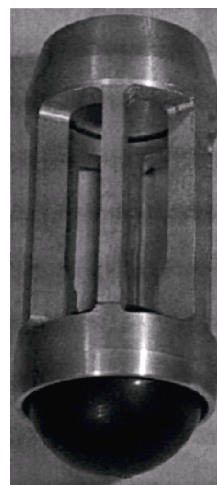
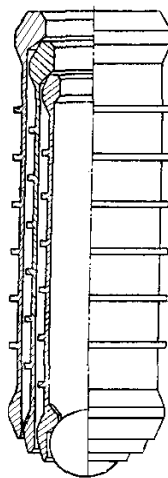


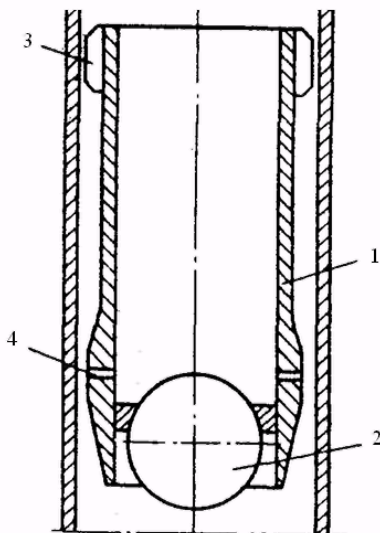
Рисунок 3 – Плунжер для багатоступінчастої колони насосно-компресорних труб

Рисунок 4 – Плунжер типу «Літаючий клапан» з наскрізними пазами на бічній поверхні

Для виготовлення корпусу і клапана плунжера використовувались такі конструктивні матеріали: алюмінієвий сплав Д16Т, алюмінієвий сплав Д16Т із зносостійким оксидним покриттям, резинові суміші із маслонафтобензостійкої резини або поліуретанового каучука СКУ-50, літєвого поліуретану, сталі 40Х.

За період застосування плунжерного піднімача відбір рідини із дослідної свердловини склав близько 3200 тис. м³. При цьому за аналогічний період роботи свердловини без плунжера було відібрано близько 1750 тис. м³ рідини, і 6-8 разів довелося б проводити технологічні продування свердловини на факельну лінію (впродовж ~ 16-20 годин).

Для вирішення проблеми боротьби з витіканнями рідини через зазор між стінкою плунжера і колоною насосно-компресорних труб у роботі [12] запропоновано застосовувати пінопакерний плунжерний піднімач (рис. 5). В роботі [13] наведена схожа конструкція пінопакерного плунжера, в якій клапанний вузол виготовлено у вигляді диска.



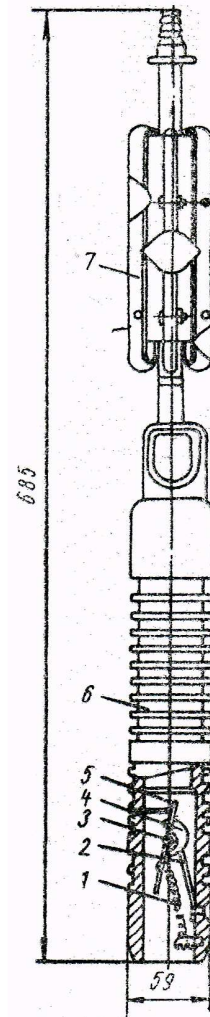
1 – втулка; 2 – кулька; 3 – радіальні отвори;
4 – направляючі ребра

Рисунок 5 – Пінопакерний плунжерний піднімач

У процесі піднімання плунжера рідина з розчищеною ПАР із внутрішньої частини плунжера поступає через радіальні канали в кільцевий зазор між втулкою і колоною насосно-компресорних труб. Висхідним потоком газу в зазорі вона перетворюється в піну, яка виноситься в простір над плунжером і одночасно створює в кільцевому зазорі своєрідний затвор для руху рідини. В результаті цього відбувається зменшення витоків рідини, усувається нисхідний рух рідини в зазорі, який спричиняє її витіки.

В Україні плунжерний піднімач застосовувався на Долинському родовищі у 1961-1963 рр. Конструкція плунжера була досить оригінальною (рис. 6), оскільки над верхньою частиною корпусу був розташований шкребок змінного

поперечного перерізу, який очищував насосно-компресорні труби від відкладень парафіну [11].



1 – пружина; 2 – біметалічна пластина;
3 – вісь; 4 – храповик; 5 – заслінка клапан;
6 – корпус з канавками; 7 – шкребок

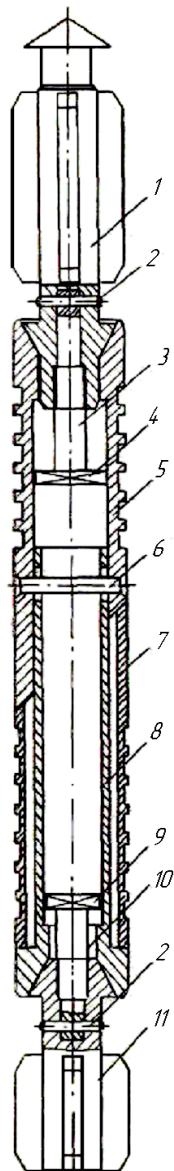
Рисунок 6 – Конструкція плунжера із шкребом

Із застосуванням плунжерного піднімача сумарний дебіт нафти із восьми свердловин зріс з 24,2 до 54,7 т/д, а середній газовий фактор зменшився з 2530 до 828 м³/т. За середньої глибини свердловин 1900 м було досягнуто близько 45-ти циклів роботи плунжера на добу. В роботі [9] йдеться про 80-140 циклів роботи на добу при глибині свердловини 1084 м.

Для зменшення витоків відпомповуваної рідини, Б.І.Щербієм і Б.М.Риловим розроблена конструкція складового газліфтного плунжера (СГП) (рис. 7), яка дає змогу підвищити продуктивність періодичних газліфтних свердловин і зменшити питому витрату робочого агента (газу) шляхом зниження витоків рідини крізь зазор між плунжером і ліфтовими трубами [16].

При русі плунжера вгору нижній і верхній клапани знаходяться в закритому положенні: нижній клапан під дією напору робочого агента, а верхній клапан під власною вагою і вагою

стовпа рідини, що піднімається, попереджуючи тим самим закупорювання прохідного каналу плунжера парафіном. Таким чином, плунжер при русі вгору піддається стискуючим осьовим зусиллям, унаслідок чого частини плунжера, завдяки наявності косої стикувальної поверхні, діють одна на одну у напрямі їх зсуву щодо поздовжньої осі плунжера, тобто в радіальному напрямі. При цьому обидві частини плунжера, тобто верхня і нижня, притиснуті до стінки труб взаємно протилежними частинами. В результаті цього значно зменшується площа кільцевого зазору, особливо в зоні стикувальної поверхні, що забезпечує додаткове зменшення витоків відпомповуваної рідини.



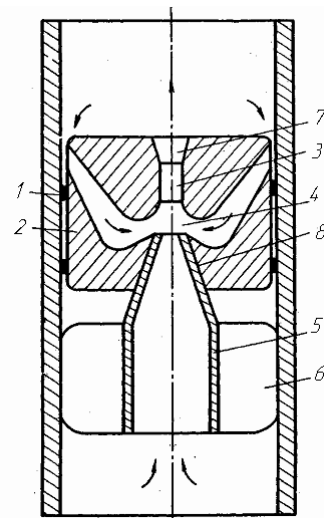
1 – верхній клапан; 2, 6 – заклепки; 3 – направляюча верхнього клапана; 4 – обмежувач руху верхнього клапана; 5 – верхня частина плунжера; 8 – фіксатор; 9 – обмежувач руху верхнього клапана; 10 – направляюча нижнього клапана; 11 – нижній клапан

Рисунок 7 – Загальний вигляд складового газліфтного плунжера

Випробування описаної конструкції плунжера проводилися на газліфтній свердловині Битківського родовища ПАТ „Укрнафта”. Загальна довжина плунжера становила 600 мм, мінімальний діаметр – 57 мм, максимальний діаметр – 62 мм при зсуві складових частин плунжера в радіальному напрямі. Робоча довжина стандартного плунжера становила 400 мм, умовний діаметр насосно-компресорних труб – 73 мм, нижній амортизатор був встановлений на глибині 1092 м.

За вказаних співвідношень діаметрів плунжера і ліфтових труб площа кільцевого зазору стандартного плунжера діаметром 57 мм становила 467 мм^2 , а описаної конструкції плунжера, при зсуві його складових частин, — 245 мм^2 , тобто площа кільцевого зазору складового плунжера (при русі його вгору) зменшувалася на 212 мм^2 . Унаслідок зсуву складових частин плунжера в радіальному напрямі кільцевий зазор утворюється різницею площ „живого” перетину труб і еліпсоподібної проекції складового плунжера [16].

В роботі [17] А.М.Г.Абдулзаде, Р.М.Кондрат і М.П.Яцків запатентували унікальну конструкцію плунжера, який складається із корпусу з ущільнюючими елементами, камер інжекції та змішування, затвора із центруючими ребрами (рис. 8).



1 – корпус; 2 – ущільнювальні елементи; 3 – камера інжекції; 4 – камера змішування; 5 – затвор; 6 – центруючі ребра; 7 – осьовий канал; 8 – сідло

Рисунок 8 – Плунжер конструкції А.М.Г.Абдулзаде, Р.М.Кондрата і М.П.Яцківа

В процесі руху плунжера угору потік природного газу, виходячи із соплоподібного патрубку, аерує рідину, яка піднімається, і одночасно за рахунок камер інжекції і змішування підсмоктує рідину, що поступає між корпусом плунжера і стінками колони насосно-компресорних труб. В результаті аерації рідини зменшуються втрати тиску на тертя і зменшується протитиск стовпа рідини, що піднімається. При цьому підсос рідини із зазору запобігає можли-

вим її зворотнім вибокам. В цьому ж напрямі є схожі конструкції плунжерів, наведені в роботах [18, 19].

Особливий інтерес представляють плунжери, виготовлені з використанням біметалів. Так, запропоновані в роботах [22, 23] плунжери унаслідок різниці температур між вибоєм і гирлом свердловини збільшуються автоматично в діаметрі при нагріванні і навпаки при зменшенні температури приймають діаметр, рівний діаметру корпусу плунжера.

Автори робіт [15, 20] для зменшення витоків відпомповуваної рідини, що досягається зменшенням зазору між плунжером і насосно-компресорними трубами, пропонують конструкції плунжерів із змінними ущільнюючими елементами. Зношення поверхні таких типів плунжерів обмежується змінними ущільнюючими елементами. Інша конструкція плунжера [21] вирішувала ту саму проблему, але уже за рахунок винесення не усього стовпа рідини над плунжером, а лише її частини, яка надійно утримується у корпусі плунжера.

В роботі [25] для кращого контактування плунжера зі стінками труб запропоновано плунжер з підпружиненими лопатями, що розсуваються (рис. 9). Крім того, в корпусі плунжера встановлені розділювальні затвори, які запобігають різким ударам плунжера до стиків труб.

Для малодобитних свердловин, в продукції яких є пісок, солі та тверді механічні частинки, в роботі [26] пропонується застосовувати плунжер, покритий гнучкою нейлоною щетиною (рис. 10). Щіткове покриття ефективно відчищає відкладення піску, солей та дрібних глинисто-піщаних фракцій, які накопичились всередині піднімальних труб. Діаметр щетини дещо більший за діаметр корпусу плунжера, тому він створює ефективне ущільнення за рахунок кращого прилягання до стінок труб.

Американська компанія «Production control services» [27] для запобігання відкладенню парафіну вздовж колони НКТ пропонує використовувати Ring Plunger – „кілець плунжер” (рис. 11) і Solid Plunger – „цілісний плунжер” (рис. 12).

Ring Plunger – має більш ніж 20 пружинних витків, які ефективно видаляють відкладення парафіну і постійно контактують зі стінкою НКТ, створюючи високоєфективне ущільнення.

Solid Plunger – також ефективно видаляє відкладення парафіну і має міцний цільний корпус, який дозволяє плунжеру швидше опускати до вибою свердловини порівняно з плунжером попередньої конструкції.

Термін роботи плунжера слід визначити допустимою величиною його спрацювання. Дослідження свідчать, що за відсутності піску зношення стального плунжера по діаметру на кожні 1000 км., в середньому складає 0,05 мм. Приймаючи допустиме зношення плунжера по діаметру 1 мм і середні умови роботи плунжера в свердловині глибиною 1500 м при 30 циклах за добу термін роботи плунжера може бути прийнятий близько 7-ми місяців.

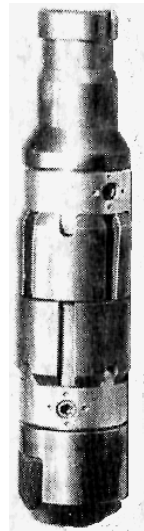


Рисунок 9 – Плунжер, Рисунок 10 – Плунжер що розширюється з покриттям із нейлонової щетини



Рисунок 11 – Ring Plunger

Рисунок 12 – Solid Plunger

Зараз відомо багато конструкцій плунжерів, які використовуються для різних умов експлуатації свердловин. Проте в багатьох випадках тривалість роботи плунжера в свердловинах не перевищує одного місяця.

Із наведеного матеріалу витікають наступні практичні висновки:

- зменшення кількості циклів роботи плунжера до 5-10 разів на добу дасть змогу продовжити період використання корпусу плунжера мінімум до двох років;

- значна кількість низьконапірних свердловин продувається в атмосферу для видалення рідини декілька разів на місяць, в таких випадках немає потреби в безперервній роботі плунжера: достатньо виносити рідину 5-10 разів на добу.

Основна тенденція при конструюванні плунжерів – це застосування ущільнення, яке під час руху плунжера вниз автоматично зменшує свій зовнішній діаметр, а при русі вгору автоматично розширюється і контактує із стінками труб.

В плунжерах відомих конструкцій запропоновані такі ущільнення:

- турбулентного типу;
- ущільнення, що розширюються за рахунок механічного переміщення;
- ущільнення, в яких використовується властивість термобіметалів розширюватись під дією температури;
- ущільнення зазору з допомогою піни;
- ущільнення зазору за рахунок ежектування рідини;
- ущільнення зазору за допомогою різного типу ущільнюючих елементів;
- комбіновані.

Серед відомого ряду конструкцій плунжерів є і такі, в яких не використовується жоден тип ущільнення [9, 21].

Плунжери з турбулентним ущільненням [1-8, 10, 11, 24]. До турбулентного типу відносяться лабіринтові ущільнення, що складаються з ряду канавок і виступів на корпусі плунжера. У деяких типів цих плунжерів для герметизації використовують нейлонові щітки та тефлонові покриття. Вважається, що ущільнення створюється за рахунок посиленої турбулізації потоків рідини і газу в зазорі.

Плунжер з щітковим ущільненням створює ефективну герметизацію за рахунок щетини, що забезпечує гнучкий контакт з насосно-компресорними трубами, а турбулентне ущільнення створюється між спіралями щіток. Цей плунжер призначено переважно для газових свердловин, що виносять разом з газом невеликі об'єми води або конденсату, а також для свердловин, в продукції яких міститься невелика кількість піску. Зношення плунжера обмежується змінними щітками. Випадки заклинювання плунжера дуже рідкісні, що досягається наявним зазором між насосно-компресорними трубами і сталевим корпусом плунжера. Відсутні умови для накопичення піску і інших твердих частинок в зазорі плунжера.

Турбулентне ущільнення плунжера з тефлоновою герметизацією створюється в горизонтальних канавках, що є в тефлоні. Тефлон, що оточує вузьку центральну частину сталевго корпуса плунжера, виготовляється у формі циліндрів, які легко замінюються. Цей плунжер призначено переважно для свердловин з короткими циклами, тому він має клапан. Поршень забезпечує високу ефективність роботи установки в свердловинах, що продукують нафту з дрібним абразивним піском, який не впливає на роботу клапана.

Ущільнення, що розширюються за рахунок механічного переміщення [16, 25]. Досить надійне ущільнення створюється за рахунок застосування складового газліфтного плунжера (плунжер виконаний із двох частин, які діють одна на одну у напрямі їх зсуву щодо повздовжньої осі плунжера), або плунжера з підпружиненими лопатями, які розсуваються при досягненні плунжером нижнього амортизатора і навпаки займають початкове положення при досягненні плунжером верхнього амортизатора.

Ущільнення, в яких використовується властивість термобіметалів розширюватись під дією температури [22, 23]. Біметали – металеві вироби, що складаються з двох міцно з'єднаних між собою металів або сплавів. Конструкція плунжера являє собою термобіметал, який розміщений між корпусом плунжера і розсувними ущільнюючими елементами. Один кінець термобіметалу, як правило, нерухомо закріплений у корпусі плунжера, а інший (через різницю у коефіцієнтах теплового розширення) переміщується із зміною температури пластини.

Ущільнення зазору з допомогою піни [12, 13]. У процесі піднімання плунжера піна, що утворюється за допомогою розчину ПАР та висхідного потоку газу створює в кільцевому зазорі своєрідний затвор, який запобігає можливим зворотнім витокам рідини.

Ущільнення зазору за рахунок ежектування рідини [17, 18, 19]. В процесі руху плунжера угору потік природного газу, виходячи із соплоподібного патрубку, аерує рідину, яка піднімається, і одночасно за рахунок камер інжекції і змішування підсмоктує рідину, що поступає між корпусом плунжера і стінками колони насосно-компресорних труб. В результаті аерації рідини зменшуються втрати тиску на тертя і зменшується протиск стовпа рідини, що піднімається. При цьому підсос рідини із зазору запобігає можливим її зворотнім витокам.

Ущільнення зазору за допомогою різного типу ущільнюючих елементів [14, 15, 20, 26]. Цей тип ущільнення створюється за рахунок зменшення величини зазору між корпусом плунжера і колоною піднімальних труб шляхом застосування різних ущільнюючих матеріалів (резинових сумішей та поліуретанового каучука).

Комбіновані ущільнення [8, 16]. До комбінованого типу ущільнення слід віднести такі в яких використовується одночасне поєднання двох і більше типів ущільнення.

Проведений аналіз літературних матеріалів у вітчизняних і зарубіжних виданнях свідчить про значний обсяг досліджень в області застосування плунжерного піднімача для експлуатації низьконапірних нафтових та обводнених газових і газоконденсатних свердловин. Проте розроблені конструкції плунжерів не знайшли широкого застосування на практиці через недосконалість їх конструкцій. Все це вимагає проведення додаткових досліджень для вдосконалення і впровадження відомих і розроблення нових конструкцій плунжерів та обґрунтування областей ефективного застосування установки плунжерного піднімача.

Література

- 1 Белов И.Г. Теория и практика периодического газлифта [Текст] / И.Г. Белов. – М.: Недра, 1975. – 143 с.
- 2 Пат. 979621 Российская Федерация, Е 21 В 43/00. Скважинный гидропакерный поршень [Текст] / Б.И.Кравченко, Г.П.Корнев, Л.Б.Хусид, и Н.Р.Рабинович; заявитель и патен-

тообладатель Всесоюзный научно-исследовательский институт по креплению скважин и буровым растворам. – № 3258690/22-03; заяв. 09.01.1981; опубл. 07.12.1982, Бюл. № 45. – 2 с.: ил.

3 Plunger Types,

<http://www.plungerlift.com/plungers.htm>

4 Plunger-lift systems 2008 catalog.

www.weatherford.com/weatherford/groups

5 Угриновський А. Характеристика та вибір конструкцій плунжерних піднімачів [Текст] / Андрій Угриновський // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2006. – №2. – С. 12-17.

6 Пат.791939 Российская Федерация, Е 21 В 43/00. Плунжерный лифт [Текст] / В.И.Шулятиков, М.М.Розенфельд; заявитель и патентообладатель Всесоюзный научно-исследовательский природный газов. – № 2164770/22-03; заяв. 21.07.1975; опубл. 30.12.1980, Бюл. № 48. – 2 с.: ил.

7 Пат.802525 Российская Федерация, Е 21 В 43/00. Плунжер для плунжерного лифта [Текст] / В.И.Шулятиков, М.М.Горбачева; заявитель и патентообладатель Всесоюзный научно-исследовательский природный газов. – № 2654245/22-03; заяв. 07.08.1978; опубл. 07.02.1981, Бюл. №5. – 2 с.: ил.

8 Пат. 857444 Российская Федерация, Е 21 В 43/00. Устройство для удаления жидкости из обводненных газовых скважин [Текст] / А.А.Александров, Ю.Н.Соколов, А.Шин; заявитель и патентообладатель Всесоюзный научно-исследовательский природный газов. – № 2800701/22-03; заяв. 24.07.1979; опубл. 23.08.1981, Бюл. № 31. – 3 с.: ил.

9 Медко В.В. Технология удаления жидкости из газовых скважин с лифтовыми колоннами больших диаметров [Текст]: дис. ...канд. техн. наук : 2007 / Медко Владимир Васильевич. – Москва, 2007. – 142.

10 Пат. 188423 Российская Федерация, Е 21 В 43/00. Летающий клапан для плунжерного лифта [Текст] / В.И. Шулятиков и Ю.В. Кобзев.; заявитель и патентообладатель Всесоюзный научно-исследовательский природный газов. – № 1019799/22-3; заяв. 19.07.1965; опубл. 01.11.1966, Бюл. № 22. – 3 с.: ил.

11 Автоматизированный плунжерный лифт [Текст] / М.К. Воронецкий, А.М. Гнатюк, Ю.Д. Качмар [и др.] // Машины и нефтяное оборудование. – 1965. – №2. – С. 24 – 26.

12 Пат. 1017791 Российская Федерация, Е 21 В 43/00. Способ эксплуатации газовой скважины плунжерным лифтом [Текст] / С.Н.Закиров, Ю.П.Коротаев, М.М.Билецкий, Р.М.Кондрат, В.Ф.Будымка и Г.В.Тимашев; заявитель и патентообладатель Московский институт нефтехимической и газовой промышленности им. И.М.Губкина и Ивано-Франковский институт нефти и газа. – № 3318500/22-03; заяв. 20.07.1981; опубл. 15.05.1983, Бюл. №18. – 3 с.: ил.

13 Пат. 1458557 Российская Федерация, Е 21 В 43/00 Плунжер для плунжерного лифта [Текст] / М.М.Билецкий, М.П.Яцкив, В.Ф.Бу-

дымка, А.Я.Строгий и А.В.Кусакин; заявитель и патентообладатель Ивано-Франковский институт нефти и газа и Украинский научно-исследовательский институт природных газов. – № 4249889/22-03; заяв. 03.04.1987; опубл. 15.02.1989, Бюл. №6. – 2 с.: ил.

14 Пат. 794192 Российская Федерация, Е 21 В 43/00 Плунжер для плунжерного лифта [Текст] / И.В.Роман; заявитель и патентообладатель И.В.Роман. – № 2174988/22-03; заяв. 24.09.1975; опубл. 07.01.1981, Бюл. №1. – 2 с.: ил.

15 Пат. 108765 Российская Федерация, Е 21 В 43/00 Плунжер для плунжерного лифта [Текст] / А.М.Г.Абдулзаде, З.Г.Амирасланов, А.И.Спивак, Р.А.Абдулзаде и А.В.Бобошко; заявитель и патентообладатель Ивано-Франковский институт нефти и газа. – № 3388341/22-03; заяв. 25.01.1982; опубл. 23.04.1984, Бюл. №15. – 3 с.: ил.

16 Машины и нефтяное оборудование. Б.И.Щербий, Б.М.Рылов (ЦНИЛ ПО Укрнефть).

17 Пат. 1004620 Российская Федерация, Е 21 В 43/00 Плунжер для плунжерного лифта [Текст] / А.М.Г.Абдулзаде, Р.М.Кондрат и М.П.Яцкив; заявитель и патентообладатель Ивано-Франковский институт нефти и газа. – № 3342855/22-03; заяв. 30.09.1981; опубл. 15.03.1983, Бюл. №10. – 3 с.: ил.

18 Пат. 1078033 Российская Федерация, Е 21 В 43/00 Плунжер для плунжерного лифта [Текст] / А.М.Г.Абдулзаде, Р.М.Кондрат, Р.А.Абдулзаде и М.П.Яцкив; заявитель и патентообладатель Ивано-Франковский институт нефти и газа. – № 3434540/22-03; заяв. 07.05.1982; опубл. 07.03.1984, Бюл. №9. – 2 с.: ил.

19 Пат. 1183664 Российская Федерация, Е 21 В 43/00 Плунжер для плунжерного лифта [Текст] / А.М.Г.Абдулзаде, Э.С.Р.Садыгзаде, М.П.Яцкив и Ф.А.Абдулзаде; заявитель и патентообладатель Ивано-Франковский институт нефти и газа. – № 3710318/22-03; заяв. 31.12.1983; опубл. 07.10.1985, Бюл. № 37. – 3 с.: ил.

20 Пат.1183664 Україна. МПК Е21В 43/00 F04В 47/00 F04В 47/12. Плунжер для підйому рідини з обводненої газової свердловини [Текст] / Кондрат О.Р., Угриновський А.В.; заявник і патентовласник Ивано-Франківський національний технічний університет нафти і газу. – №а200612158; заявл. 20.11.2006; опубл. 27.04.2009, бюл. № 8. – 3 с.: іл.

21 Пат.83920 Україна. МПК Е21В 43/00. Плунжер для підйому рідини з обводненої газової свердловини [Текст] / Кондрат Р.М., Климишин Я.Д., Кондрат О.Р., Василюк Л.М.; заявник і патентовласник Ивано-Франківський національний технічний університет нафти і газу. – №а200612190; заявл. 20.11.2006; опубл. 26.08.2008, бюл. № 16. – 3 с.: іл.

22 Пат. 578445 Российская Федерация, Е 21 В 43/00 Плунжер для периодической эксплуатации скважин [Текст] / В.С.Горшенев, Ю.К.Игнатченко и С.П.Прибытков; заявитель и

патентообладатель Ивано-Франковский институт нефти и газа. – № 2086681/22-03; заяв. 23.12.1974; опуб. 30.10.1977, Бюл. № 40. – 3 с.: ил.

23 Пат. 1002535 Российская Федерация, Е 21 В 43/00 Плунжер для периодической эксплуатации скважин [Текст] / А.М.Г.Абдулзаде, Р.М.Кондрат, М.П.Яцкив и С.В.Волковецкий; заявитель и патентообладатель Ивано-Франковский институт нефти и газа. – № 3314061/22-03; заяв. 10.07.1981; опуб. 07.03.1983, Бюл. №9. – 3 с.: ил.

24 Джейм Ли. Эксплуатация обводняющихся газовых скважин [Текст] / Джейм Ли, Генри Никенс, Майкл Уэллс. – Москва: ООО Премия-Инжиниринг, 2008. – 358 с.: ил. – Библиогр. : с.109 – 112.

25 Plunger-lift systems 2008 catalog.
www.weatherford.com/weatherford/groups

26 Plunger Lift Primer.

[http://www.proseallift.com/
plunger_lift_primer.htm](http://www.proseallift.com/plunger_lift_primer.htm)

27 Ring Plunger. Solid Plunger.

[http://www.pcslift.com/plungerlift/
ring_plunger.html](http://www.pcslift.com/plungerlift/ring_plunger.html)

*Стаття надійшла до редакційної колегії
21.11.11*

*Рекомендована до друку професором
Кондратом Р.М.*

КОНТРОЛЬ ПРОТИКОРОЗІЙНОГО ЗАХИСТУ ПІДЗЕМНИХ ТРУБОПРОВОДІВ БЕЗКОНТАКТНИМ МЕТОДОМ

¹Р.М. Джала, ¹Б.Я. Вербенець, ²О.Й. Винник, ¹М.І. Мельник, ²Р.С. Савула ²

¹ Фізико-механічний інститут ім. Г.В. Карпенка НАН України, 79601, м. Львів, вул. Наукова, 5,
e-mail: dzhala@ipt.lviv.ua

² УМГ „Львівтрансгаз”, 79053, м. Львів, вул. Рубчака, 3,
e-mail: vynnuk@ltg.lviv.ua

Подано теоретичні основи електромагнітного методу безконтактних вимірювань струмів підземних трубопроводів, шляхи виявлення ненадійної ізоляції за критичними витратами струму. Описано апаратуру і портативні прилади для контролю стану електрохімічного захисту від корозії, визначення розподілу густини струму катодного захисту та перехідного опору. Наведено приклади практичних обстежень підземних трубопроводів.

Ключові слова: трубопроводи підземні, контроль захисту від корозії, безконтактний метод, прилади, розподіл струму катодного захисту, критерій незадовільної ізоляції, перехідний опір

Поданы теоретические основы электромагнитного метода бесконтактных измерений токов подземных трубопроводов, пути выявления ненадежной изоляции по критическим расходам тока. Описана аппаратура и портативные приборы для контроля состояния электрохимической защиты от коррозии, определения распределения плотности тока катодной защиты и переходного сопротивления. Приведены примеры практических обследований подземных трубопроводов.

Ключевые слова: трубопроводы подземные, контроль защиты от коррозии, бесконтактный метод, приборы, распределение тока катодной защиты, критерий неудовлетворительной изоляции, переходное сопротивление.

Theoretical bases of electromagnetic method of the non-contact measurements of currents of underground pipelines, of bed on after the critical charges of current, apparatus and portable devices are described for control of the state of electrochemical corrosion protection, determination of distributing of cathode current and of transitional resistance. The examples of practical inspections of underground pipelines are resulted.

Keywords: underground pipelines, control of corrosion protection, non-contact method, devices, distributing of cathode current, criterion of unsatisfactory, transitional resistance

Вступ

Для надійного функціонування і продовження термінів експлуатації сталевих підземних трубопроводів (ПТ) необхідним є належний протикорозійний захист (ПКЗ), який передбачає захисні ізоляційні покриття та катодну поляризацію – електрохімічний захист (ЕХЗ). Вплив оточуючого середовища призводить до корозійних пошкоджень трубопроводів, що спричиняють втрати металу і транспортованого продукту, перебої в його постачанні, забруднення довкілля, аварії і катастрофи. З часом саме корозія визначає придатність металеві споруди до експлуатації. Щоб запобігти цим пошкодженням, потрібно вчасно і у відповідних місцях налагоджувати ПКЗ, а це вимагає періодичних обстежень, контролю параметрів, виявлення корозійно небезпечних ділянок.

Підземні сталеві трубопроводи захищають від ґрунтової корозії комплексно: ізоляційним покриттям і катодною поляризацією захисним струмом, параметри яких повинні відповідати певним встановленим вимогам. Традиційно стан ізоляції і електрохімічного захисту ПТ контролюють контактними електрометричними методами з поверхні землі, недоліками яких є трудомісткість забезпечення достатньої кількості надійних контактів вимірювальних приладів

з металом ПТ і ґрунтом, локальний характер контролю та нестача інформації для кількісних оцінок стану ізоляції. Названі недоліки усуваються використанням електромагнітного методу безконтактних вимірювань струмів (БВС) [1-5].

Внутрішньотрубна дефектоскопія виявляє лише вже наявні пошкодження металеві стінки труби, але не дає потрібної інформації про стан захисту від корозії.

На даний час безконтактні методи широко застосовують лише для визначення розміщення трубопроводів і кабелів та іноді для пошуку пошкоджень ізоляції. Практично не контролюють розподіл струму установок катодного захисту (УКЗ), що призводить до нераціональних витрат електроенергії.

1 Теорія електромагнітного поля підземного трубопроводу

На основі запропонованої триєдиної математичної моделі електромагнітного поля ПТ [1], яка базується на розв'язках рівнянь Максвелла, досліджено інформативні ознаки просторового розподілу ЕМ поля ПТ. Доведено правомірність і визначено область застосування закону Кірхгофа для контролю розподілу струмів ПТ та закону Біо-Савара-Лапласа для опису

просторового розподілу магнітного поля струмів. Розроблено теоретичні засади створення засобів електромагнітних обстежень і визначення параметрів ПКЗ ПТ.

2 Методи безконтактних вимірювань струмів

Проведені у ФМІ НАН України з УМГ „Львівтрансгаз” теоретичні й експериментальні дослідження характеристик електромагнітного поля на трасах ПТ та порівняльний аналіз методів і засобів діагностичних обстежень свідчать, що для оперативного контролю ПКЗ ПТ найбільше придатними є безконтактні диференціальні вимірювання змінної компоненти випрямленого пульсуючого струму установки катодного захисту, який несе інформацію як про розподіл струму електрохімічного (активного) захисту, так і про стан ізоляційного покриття (пасивного захисту) на різних ділянках ПТ [2-5]. Проаналізовано характеристики природних, техногенних і технологічних джерел поля на трасах, як заводонесучих, та струмів УКЗ, як інформаційних.

Розглянуто методи визначення розміщення ПТ шляхом переміщення (профілювання) уперек траси магнітного поля струму та поворотів (змін орієнтації магнітосприймача) для градієнтного і паралаксного (рис. 1) визначення відстані до ПТ. Описано відомі і запропоновано нові способи БВС за вимірами МП у двох і більше точках над трасою ПТ [1, 5, 6].

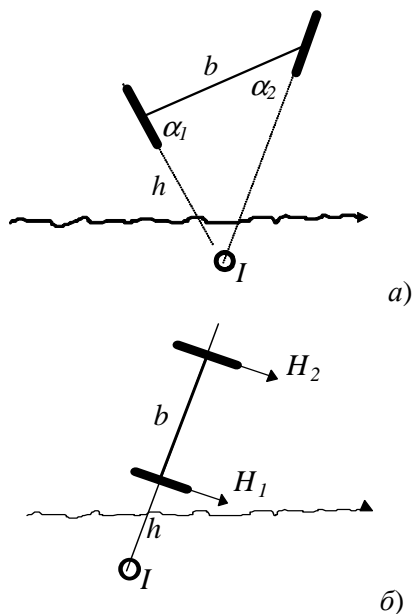


Рисунок 1 – Паралаксний (а) і градієнтний (б) методи визначення відстані до струмопроводу та безконтактних вимірювань струму

На основі математичної моделі магнітного поля струму ПТ з витіканням у землю крізь пошкодження ізоляції досліджено вплив цього витікання на результати безконтактних вимірювань глибини h залягання і струму ПТ за градієнтним J_g і паралаксним J_p методами [1, 6].

Показано можливість застосування цих вимірювань для локалізації місць пошкоджень ізоляційної ПТ.

3 Виявлення незадовільної ізоляції ПТ за критичними витратами струму

За результатами зіставлення заникання струму вздовж ПТ із заниканням плоскої електромагнітної хвилі в ґрунті встановлено критерій оцінки якості ізоляції – критичну відносну витрату струму

$$\delta J_{kp} = 0,2\sqrt{f / \rho_g}, \quad \%/\text{м}, \quad (1)$$

де: f – частота струму (Гц), ρ_g – питомий електропір ґрунту (Ом·м). Обчислені для роботи на трасі значення δJ_{kp} для двох можливих робочих частот f зондувального струму та різних значень питомого опору ґрунту ρ_g наведено у таблиці 1.

Таблиця 1 – Критичні відносні витрати (заникання) δJ_{kp} зондувального струму в трубопроводі залежно від частоти f і питомого опору ґрунту ρ_g

Частота f (Гц)	Критична витрата струму δJ_{kp} (%/м) при ρ_g (Ом·м)			
	10	30	60	100
10	0,20	0,115	0,082	0,063
100	0,63	0,36	0,26	0,20

У випадках, коли визначені за безконтактними вимірами відносні витрати струму на деяких ділянках перевищують критичні значення δJ_{kp} , ізоляція ПТ на цих ділянках визнається незадовільною.

4 Апаратура безконтактних вимірювань струмів

На основі відомих і запропонованих способів БВС вибрано оптимальні системи первинних перетворювачів із врахуванням можливостей технічної реалізації та умов застосування на трасах ПТ. Створено апаратуру типу БІТ-К, ..., БІТ-КВП за паралаксним способом (рис. 2 і 3) та БВС за градієнтним, які використовують для обстежень ПТ та інших комунікацій зі струмами від 0,01 до 100 А на глибинах до 6 і більше метрів. Проведено експериментальні дослідження і натурні випробування, розроблено конструкторську документацію, виготовлено на Дослідному заводі ФМІ НАН України і передано в експлуатацію комплекти апаратури типу БІТ-3, БІТ-К, БІТ-К2, БІТ-КВ, БІТ-КВП.

Створена апаратура типу БІТ-КВП з інтерфейсом дозволяє оперативно отримувати кількісну інформацію про стан ПКЗ на різних ділянках ПТ. Накопичені результати вимірювань переводяться у комп'ютер з програмою автоматичного опрацювання і документування. Інтеграція розробленої інформаційної технології з засобами технічного і методичного забезпечен-

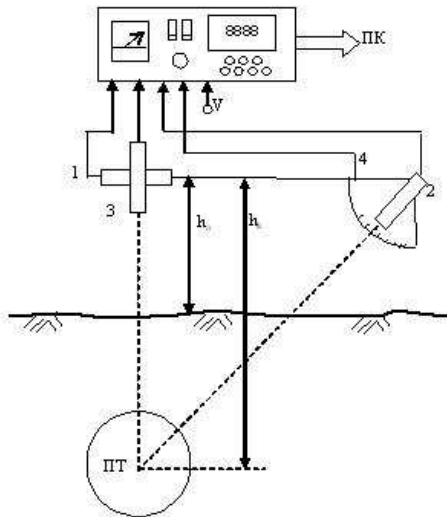


Рисунок 2 – Схема безконтактних вимірювань струму ПТ апаратурою БІТ-КВП

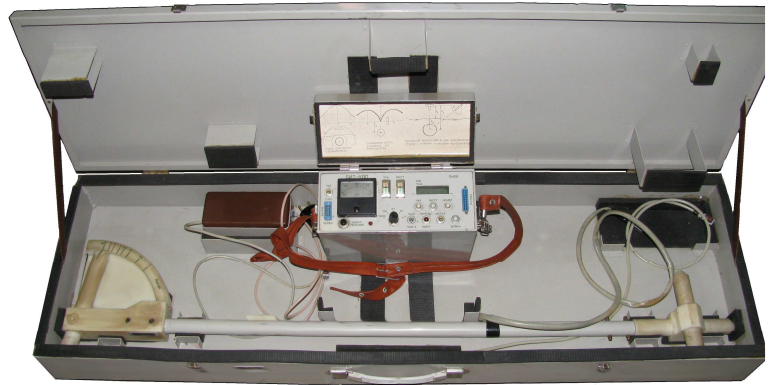


Рисунок 3 – Комплект апаратури БІТ-КВП

ня у загальну систему контролю, діагностування і моніторингу ПКЗ підвищує інформативність обстежень, дає змогу переходити від регламентного обслуговування до обстеження чи ремонту за технічним станом для запобігання пошкоджень, підвищення надійності і продовження термінів експлуатації дорогих і важливих підземних трубопроводів.

5 Портативні прилади типу ОРТ і ОРТ+В для обстежень і контролю ЕХЗ ПТ

Для обстежень ПТ і контролю ПКЗ розроблено і передано в експлуатацію низку портативних приладів. Створено оригінальний портативний безконтактний прилад ОРТ і його модифікації (рис. 4) для визначення розміщення струмопроводу і дистанційного контролю роботи СКЗ ПТ за розподілом МП струму. Налаштовано серійний випуск приладів ОРТ для визначення розміщення ПТ та інших струмопроводних комунікацій. Перевагами його у порівнянні з відомими трасошукачами є високі завадостійкість і чутливість, малі габарити, маса і енергоспоживання. Досягнуті зменшення впливу сторонніх електричних полів та паразитних наводок, фільтрація сигналу й удосконалення методики дають змогу проводити обстеження ПТ в зоні дії промислових завод.

Портативні прилади ОРТ+В (рис. 4) та ОРТ+В2 додатково споряджені вольтметрами постійної і змінної напруг для електрометричного контролю ПКЗ.

6 Визначення розподілу струму катодного захисту та перехідного опору ПТ

Розвинуто методи визначення розподілу струму установки катодного захисту (УКЗ) ПТ для контролю витрат постійного складника струму катодного захисту (шляхом БВС змінного складника і визначення коефіцієнта гармоніки) і перехідного опору захисних ізоляційних покривів і його складових на різних ділянках трубопроводів [2-7], які, на відміну від відомих,



Рисунок 4 - Портативні прилади типу ОРТ і ОРТ+В для визначення розміщення трубопроводів (струмопроводів) і контролю ЕХЗ

мих, дають не лише інтегральні, але і диференційні та локальні оцінки.

Безконтактні вимірювання змінного складника струму УКЗ дають оцінки розподілу витрат струму по різних гілках та на суміжних ділянках ПТ довжиною не менше глибини залягання ПТ. Їх використовують для диференційованих оцінок і контролю стану ізоляції на різних ділянках та виявлення найбільш імовірних місць корозії. Додаткові вимірювання коефіцієнтів гармоніки дають можливість визначити розподіл густини постійного складника струму катодного захисту, що натікає на трубопровід з ґрунту.

Густину струму захисту від корозії на ділянці ПТ обчислюємо за формулою

$$i_{pr} = \frac{|J_1 - J_2| U_g}{S V_g}, \quad (2)$$

де: J_1 та J_2 – результати безконтактних вимірювань змінного струму, що протікає по трубопроводу на початку і кінці ділянки; S – площа поверхні ПТ на цій ділянці; U_g – постійна та V_g – змінна електричні напруги у ґрунті між двома електродами (рис. 2). За знаком U_g визначають напрям струму поляризації.

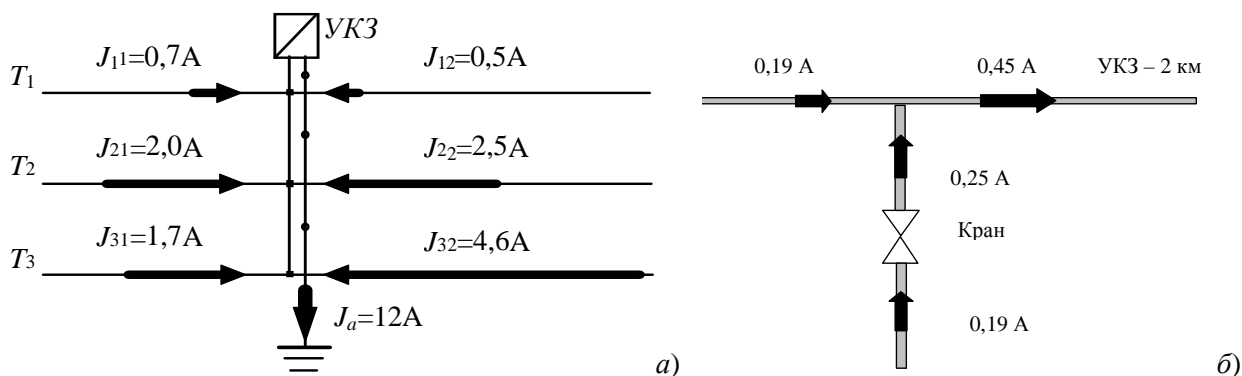


Рисунок 5 – Схеми розподілів струму УКЗ магістральних газопроводів (за вимірами БІТ-КВП) між гілками трьох ПТ (а) та на відгалуженні ПТ (б)

Для визначення компонент перехідного опору додатково вимірюємо різницю потенціалів і змінну напругу між металом труби і мідно-сульфатним електродом порівняння, встановленим на поверхні ґрунту над ПТ, та заміряємо глибину залягання ПТ і відстань між електродами. За названими вимірами і розробленими у ФМІ алгоритмами визначаємо перехідний опір ПТ, питомий опір ґрунту, поляризаційний опір між металом труби і середовищем, опір ізоляційного покриття ПТ для змінного і постійного струмів [2-7].

Запропоновано способи і пристрої безконтактного вимірювання постійного струму ПТ з вилученням впливу геомагнітного і вторинного магнітного полів для створення нової апаратури контролю корозії ПТ [1].

Визначення розподілу вздовж траси перехідного опору труба-земля за БВС та його складових дають кількісну інформацію для контролю пасивного захисту (ізоляції) ПТ на різних ділянках для вироблення обґрунтованих рішень щодо стану, потреб, видів і обсягів ремонту ПКЗ. За вимірами БІТ-КВ визначається питомий опір ґрунту біля ПТ для контролю корозійної активності середовища [5].

7 Приклади контролю ПКЗ ПТ

Розроблені засоби БВС використовують для інтегрального (рис. 5), диференційного (рис. 6) та локального визначення і контролю параметрів ПКЗ ПТ [3-7].

На рис. 6 показано порівняння результатів обстежень ділянки магістрального ПТ контактним методом (вимірювання різниці потенціалів на поверхні ґрунту над трубою U_{gg} і труба-земля U_{pg}) та безконтактним методом БВС J, h і отриманий за БВС розподіл вздовж ПТ відносних витрат струму δJ_n . Заміри опору ґрунту на даній ділянці дали значення $\rho_g=60...90$ Ом·м. За формулою (6) та згідно таблиці 2 критичне зникання струму 100 Гц має значення $\delta J_{кр.} \approx 0,25$ %/м, що зображено на графіку штриховою лінією. Як видно з цього графіка, струм зникання значно перевищує критичне зникання на трьох інтервалах довжини труби. За вказаним вище критерієм у місцях аномально великих витрат струму ізоляція ПТ незадовільна.

Загалом результати контролю ізоляції ПТ за БВС добре узгоджуються з результатами пошуку пошкоджень ізоляції контактним методом "поперечного градієнта" [2-7]. Крім того, БВС додатково виявляє місця аномально великих витрат струму на переходах ПТ під дорогами та каналами і болотами, які важко обстежувати контактним методом.

Експериментальними вимірюваннями на трасах магістральних трубопроводів показано правомірність оцінки якості ізоляції за відносними витратами змінного струму та виявлення місць незадовільної ізоляції ПТ за критерієм критичної відносної витрати струму, визначеним за розрахунком зникання електромагнітної хвилі на частоті зондувального струму в ґрунті з електропровідністю, що є на ділянці траси, яку контролюють.

Розвинуто метод оперативних диференціальних обстежень ПТ з визначенням розподілу перехідного опору ПТ та кількісними оцінками опору ізоляції на різних ділянках ПТ за БВС з раціональним використанням контактної електрометрії для контролю параметрів ПКЗ ПТ.

З використанням безконтактних вимірювань струмів (БВС) суттєво підвищуються ефективність і оперативність обстежень підземних трубопроводів.

Література

- 1 Джала Р.М. Електромагнітні обстеження і контроль корозії трубопроводів // Механіка руйнування і міцність матеріалів: Довідн. посібн.; під заг. ред. В. В. Панасюка. – Том. 5. Неруйнівний контроль і технічна діагностика; під ред. З. Т. Назарчука. – Львів: ФМІ НАНУ. – 2001. – Розд. 5. – С. 263-330.
- 2 Джала Р.М. Електромагнітні методи визначення перехідного опору підземного трубопроводу. / Р. Джала, Л. Дикмарова, Б. Вербенць, О. Винник, Т. Шевчук // ФХММ. – 2008. – Спецвипуск № 7. Т. 2. – С. 813-818.
- 3 Джала Р.М. Визначення параметрів протикорозійного захисту підземних трубопроводів за безконтактними вимірами струму / Р. М. Джала, Б. Я. Вербенць, М. І. Мельник, Т. І. Шевчук // Фіз.-хім. механіка матеріалів, 2009. Том 45, № 3 – С. 106-111. (*Dzhala R. M., ... // Materials Science.- 2009- 45, № 3.*)

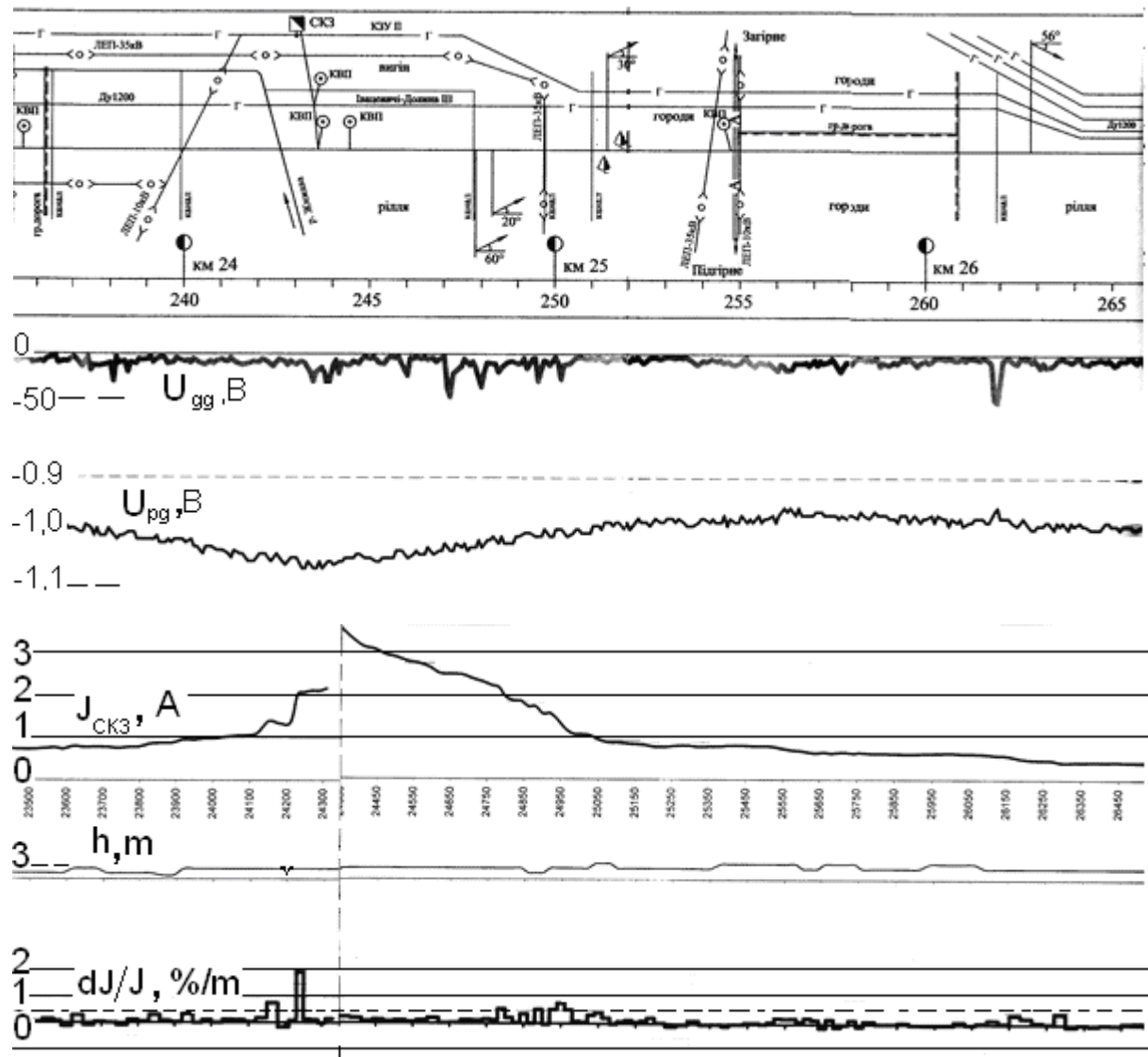


Рисунок 6 – Результати обстеження магістрального трубопроводу контактним U та безконтактним J, h

4 Джала Р.М. Технологія обстежень підземних трубопроводів з використанням безконтактних вимірювань струмів / Р.М. Джала, С.Ф. Савула, Б.Я. Вербенець, О.Й. Винник, В.Р. Джала, М.І. Мельник // Методи та прилади контролю якості. – 2009. – № 22. – С. 22–27.

5 Джала Р.М. Основи обстеження і контролю корозійного стану підземних трубопроводів / Механіка руйнування і міцність матеріалів: Довідниковий посібник; під заг. ред. В.В. Панасюка – Том 11. Міцність і довговічність нафтогазових трубопроводів і резервуарів. – Львів: „Сполом”, 2009. – Розділ 6. – С. 143-184.

6 Вербенець Б.Я. Безконтактний метод і прилади для контролю протикорозійного захисту підземних трубопроводів: автореф. дис... к.т.н. 05.11.13. – Львів: ФМІ НАН України, 2011. – 20 с.

7 Джала Р.М. Електромагнетний метод і засоби безконтактних обстежень протикорозійного захисту підземних трубопроводів / Р. М. Джала, Б. Я. Вербенець // Фіз.-хім. механіка матеріалів.– 2011.– Том 47, № 2. – С. 117-125. (Dzhala R. M., ... // Materials Science. – 2011. – 47, № 2).

Стаття надійшла до редакційної колегії
12.11.11

Рекомендована до друку Оргкомітетом
науково-технічної конференції
“Нафтогазова енергетика – 2011”,
яка відбулася в ІФНТУНГ
10-14 жовтня 2011 р.

МОНІТОРИНГ КОРОЗІЙНО-ЕРОЗІЙНИХ ПОШКОДЖЕНЬ НАФТОГАЗОПРОВОДІВ НА ОСНОВІ ВИЗНАЧЕННЯ СТРУКТУРИ ТА ФАЗОВОГО СКЛАДУ БАГАТОФАЗНОГО ПОТОКУ СВЕРДЛОВИН

П.М. Райтер

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15,
e-mail: pete@nung.edu.ua

Розглянуто питання моніторингу корозійно-ерозійних процесів у технологічних трубопроводах з багатофазними потоками всередині. Визначено основні чинники такої корозії та методи її ідентифікації. Наведено результати дослідження поточного імпедансного методу контролю водовмісту газорідного потоку свердловини для прогнозування корозійних явищ. Описано результати розроблення систем контролю водовмісту та вмісту твердої фази в потоці свердловин для ідентифікації найбільш ймовірних умов виникнення корозійних процесів у такому середовищі.

Ключові слова: трифазовий потік, корозія-ерозія, водовміст, імпеданс, вміст твердої фази.

Рассмотрены вопросы мониторинга коррозионно-эрозионных процессов в технологических трубопроводах с многофазными потоками внутри. Определены основные факторы такой коррозии и методы ее идентификации. Приведены результаты исследования поточного импедансного метода контроля водосодержания газожидкостного потока скважины для задач прогнозирования коррозионных явлений. Изложены результаты разработки систем контроля водосодержания и содержания твердой фазы в потоке скважин для идентификации наиболее вероятных условий возникновения коррозионных процессов в такой среде.

Ключевые слова: трехфазный поток, коррозия-эрозия, водосодержание, импеданс, содержание твердой фазы.

The question of monitoring of the corrosion-erosion processes in technological pipelines with multiphase flow inside is considered. The main factors of such corrosion and methods of its identification are determined. The results of the current impedance control method of the water content in the gas-liquid flow inside the well pipe to predict corrosion phenomena are reduced. The results of the development of control systems of the water content and content of the solid phase in the flow in wells to identify the most probable conditions of the corrosion processes in such environment are described.

Keywords: three-phase flow; corrosion- erosion; watercut; impedance; solids content.

В умовах виснаження запасів газу на базових газових та газоконденсатних родовищах ефективна їх дорозробка і досягнення високого кінцевого коефіцієнта газовіддачі визначаються здебільшого можливостями геологічної будови продуктивних пластів і технічним станом експлуатаційних свердловин. Тому для забезпечення стійкого постачання вуглеводневої сировини центр уваги повинен зміщуватися у бік видобувної свердловини як основного елемента в системі видобутку вуглеводнів з надр. Експлуатаційну свердловину слід розглядати як інженерну споруду, що неминуче піддається техногенній дії з боку як гірських порід, так і флюїдів, що видобуваються. У постійно ускладнених гірничо-геологічних умовах проблема надійності експлуатації свердловин висувається на передній план.

У свою чергу, надійність експлуатації свердловин значною мірою залежить від заданого режиму роботи по дебіту і відповідного цьому дебіту вмісту в потоці рідких і твердих включень (вода і пісок). Вплив потоку на корозію трубопроводу є комплексним, змінюваним в часі, і суттєво залежним як від хімічних, так і фізичних параметрів системи. В основному механізм дії корозії визначають хімічні та електрохімічні параметри системи «потік-трубопровід», водночас, потік має значний

вплив на кінетику корозійних реакцій і на участь окремих фаз потоку у вказаних реакціях, спричинених безпосередньо дією потоку на переміщення, поширення та перемішування флюїдів в трубопроводі. Нормативними документами, зокрема [18], для захисту трубопроводів від внутрішньої корозії під час транспортування газорідних сумішей передбачено: формування структури потоку, що запобігає розшаруванню фаз і виділенню рідини; введення інгібіторів корозії; внутрішнє захисне покриття труб.

Базовим явищем, що визначає характер впливу потоку на корозію, є турбулентність [17]. Висока турбулізація потоку призводить до корозії, породженої потоком, ерозії-корозії чи кавітації. Низька турбулентність спричиняє корозію, зумовлену наявністю сепарованої водної фази потоку та виникнення корозійних пошкоджень під осадами і/або плівками води на внутрішній поверхні труби. Корозійні явища, зумовлені високою турбулізацією потоку флюїду над внутрішньою поверхнею труби з однофазними і особливо багатофазними потоками, прийнято визначати як «корозію, породжену потоком» (flow-induced corrosion). Термін «корозія під осадом» (underdeposit corrosion) використовується для опису корозійних пошкоджень, що мають місце за наявності сепаро-

ваної водяної фази, під твердими осадами неметалевої природи на металевій поверхні труби з низькотурбулізованим потоком. Поєднання явищ корозії та ерозії поверхні металу визначає так звану корозію-ерозію поверхні труби (erosion–corrosion), зумовлену фізичною ударною взаємодією на поверхні металу, що спричиняє механічні пошкодження. Причому така ударна взаємодія може здійснюватись як частками твердої фази, що містяться в рідкій або газовій фазах, так і рідкими краплями, що переносяться газовою фазою потоку.

Ключовим елементом в контролі корозійних явищ, зумовлених рухом зокрема багатофазного потоку вуглеводнів в трубопроводі свердловини, є розуміння характеристик потоку, які за визначених умов прискорюють розвиток вказаних вище специфічних корозійних процесів, і зміну їх шляхом модифікації течії потоку (режиму потоку), матеріалу конструкції, або корозійного середовища. Метою даної роботи є розроблення методології та апаратного забезпечення для моніторингу структури та фазового складу потоку з умовою мінімізації корозійно-ерозійних пошкоджень шляхом обґрунтованої модифікації умов течії газорідного потоку в трубопроводі нафтогазового та газоконденсатного промислу. Знання того, коли і де корозія, породжена потоком, та корозія-ерозія може мати місце в трубопроводах промислу, є основними для контролю корозійних явищ вказаних важливих технологічних об'єктів.

Загалом газопроводи більше піддаються корозії, ніж нафтопроводи. Це зумовлено, в першу чергу, конденсацією органічних кислот, які суттєво підвищують корозійну активність довідної, присутньої в газопроводі води. На рис. 1 зображено окремі варіанти структур багатофазного потоку, що формуються зі зміною рельєфу залягання морського шлейфового газопроводу свердловини. Детальний аналіз структур багатофазного потоку наведений в [19].



Рисунок 1 – Рух рідких корків та багатофазного потоку флюїду в трубопроводі свердловини

Найбільша частка інгібітора корозії міститься у водяному корку газорідного потоку. Тоді конденсована рідина з розчиненими в ній органічними кислотами і вода, яка пізніше конденсувалась, і тому вільна від інгібітора, можуть збиратись у верхній частині трубопроводу і спричиняти корозію. Інгібітори корозії, розчинені в рідкій воді, можуть накопичуватись протягом місяця перед тим, як пройдуть через трубопровід, тоді як конденсат, що рухається зі швидкістю переміщення газової фази, може формуватись тільки упродовж руху вздовж

трубопроводу в довільному місці, де умови температури і тиску сприяють конденсації. За умов, коли газова фаза рухається не достатньо швидко для забезпечення зрошування верхньої частини труби краплями води з інгібітором корозії з низу труби, з'являється корозія верхньої частини циліндричної твірної труби. Тому необхідними є або неперервне інжектування інгібітора в такі трубопроводи, або операції за допомогою очисних поршнів, що дозволяють перерозподілити інгібітор корозії з нижньої частини труби на її верхню частину. З цією метою використовуються полімерні кулі, гелеві поршні і поршні зі спеціальними спреями інгібітора корозії. Для прогнозування виникнення таких умов застосовуються аналітичні моделі прогнозування даного виду корозії.

Основною передумовою для керування ерозією-корозією є розпізнавання та визначення відносного внеску в корозію явищ прискореної потоком корозії чи ерозії. Тільки після цього доцільно вживати заходи щодо запобігання вказаним явищам.

Якщо причиною є прискорена корозія, зумовлена руйнуванням захисної плівки, то існують дві альтернативи: виконати дії, які дадуть змогу уникнути руйнування плівки, або допустити руйнування плівки, застосовуючи при цьому методи керування процесом корозії.

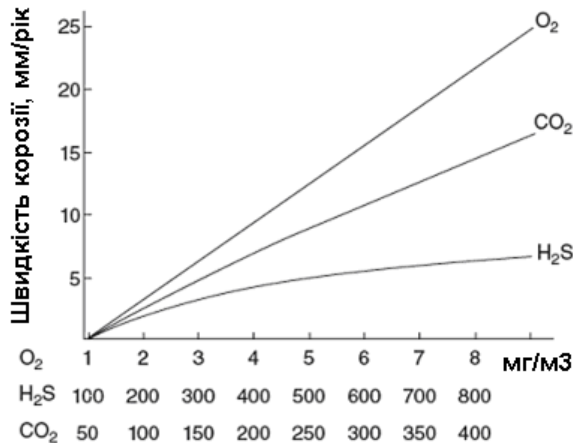
За умови, що основним фактором руйнування є ерозія шару металу (як правило, нижньої частини внутрішньої поверхні твірної труби), то необхідним вирішенням є пошук оптимальної конструкції трубопроводної системи та належний підбір матеріалу труб.

Розпізнавання типу ерозії-корозії часто є відносно нескладним завданням. Ерозія-корозія, зумовлена як однофазним водним потоком, так і твердими частками потоку суспензії, характеризується наявністю згладжених канавок, наскрізних канавок, плитких краплеподібних ямок і заглиблень з підковоподібним профілем здебільшого з очевидною орієнтацією за потоком. Характерною ознакою агресивної дії середовища часто є поява ізольованих плям на поверхні металу, які потім розгортаються до звичайної шорсткої поверхні [1, 2]. За умови кавітації та агресивної дії середовища у вигляді ударів рідких крапель, пошкодження починаються у формі ямок з різкими кромками, які можуть зростатись в сотоподібну структуру. Корозійний атлас [3] та інструкції з розпізнавання та контролю корозії [4] містять фотографії різних форм корозії-ерозії з відповідними методами контролю та прикладами їх застосування.

Порівняно з нафтовими свердловинами, газові та газоконденсатні свердловини є більш корозійно агресивними від початку їх експлуатації. Це зумовлено тим, що всі родовища природного газу продукують певну кількість води, тут наявні і супутні компоненти природного газу, які, конденсуючись у газовому потоці за умов пониження температури і тиску, розчиняються у воді і роблять її корозійно активною.

Більшість підземних родовищ вуглеводнів фактично не містять у флюїдах розчиненого

кисню, що, безумовно, є сприятливим чинником, оскільки відомо, що вже за вмісту кисню лише на рівні однієї мільярдної об'ємної частки газоріднинної суміші потоку корозійні процеси суттєво посилюються. На відміну від цього, двоокис вуглецю (CO₂) та сірководень (H₂S) можуть бути присутні в непостійних кількостях в сировинних потоках як нафтових, так і газових родовищ. Відносний ефект цих трьох газів зображено на рис. 2. Кисень приблизно в 50 разів більш корозійно агресивніший за CO₂ і більше ніж у 100 разів більш корозійно сприятливіший за H₂S [6].



Концентрація газу розчиненого у водяній фазі

Рисунок 2 – Залежність швидкості корозії вуглецевих сталей трубопроводу від газів, розчинених у вуглеводневому потоці свердловини [6]

Внутрішньотрубна корозія за відсутності кисню визначається концентраціями CO₂ і H₂S в потоках свердловин. Терміни «вуглекислотна корозія» («sweet corrosion»), що описує корозію, спричинену CO₂, і «сірководнева корозія» («sour corrosion»), що означає проблеми з H₂S, вже багато років використовуються для диференціювання того, який з цих двох газів домінує в даній області [7]. Іншими чинниками, які зумовлюють швидкість корозійних процесів в трубопроводах, є температура, тиск, структура потоку флюїду на поверхні металу і вторинні домішки в рідкій водяній фазі. З рисунка 3 видно, яким складним є визначення корозійної активності середовища потоку.

Загалом корозійні «атаки» є не однотипними, і це може призводити до появи зон нерівномірних втрат металу вздовж внутрішньої поверхні труби. Приклад таких втрат наведено на рис. 4. Подібні візці корозії формуються в лініях збору зворотного конденсату парових систем, де витоки повітря змушують рідину, що рухається вздовж лінії збору, ставати кислотовмісною. Такий характер корозії інколи називається конденсатним або CO₂-каналоутворюючим.

Ерозія-корозія є результатом комбінації агресивного хімічного середовища та високих швидкостей флюїду вздовж внутрішньої поверхні труби. Це може бути результатом проходження швидкого потоку повз стаціонарний об'єкт або результатом швидкого руху об'єкта в стаціонарному потоці. Загальноприйнятим є взаємозв'язок рівня ерозії-корозії з явищем турбулентності потоку. У роботах [19,20] наведено карти структур горизонтального та вертикального багатофазного потоків, що відображають

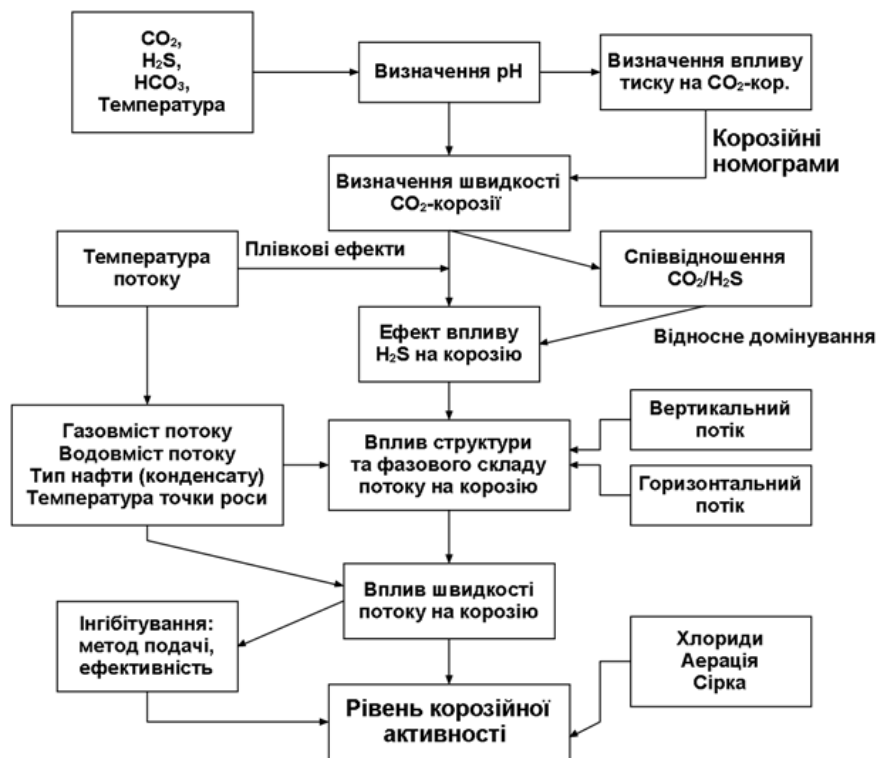


Рисунок 3 – Блок-схема алгоритму оцінювання впливу чинників, які визначають рівень очікуваної корозійної активності середовища потоку нафти і газу [5]

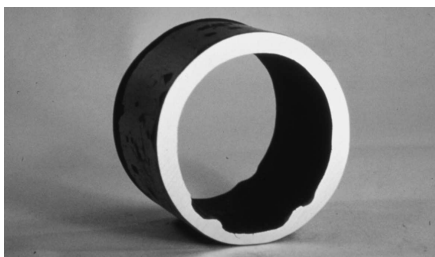


Рисунок 4 – Наслідки процесу загальної корозії вдовж нижньої частини газопроводу свердловини, де кислотовмісний конденсат потоншує нижню частину циліндричної твірної трубопроводу [8]

просторовий розподіл рідини та газу в трубі. Хоч коркова структура потоку породжує серйозні корозійні проблеми, пов'язані з його швидкістю, за відсутності механічних домішок сама ерозія-корозія прямолінійних трубопроводів не спостерігається. Але коли структура потоку змінюється, наприклад, на гідравлічно шорсткій трубі або гирловій обв'язці, краплі рідини або газові бульбашки, зіштовхуючись, породжують ударні хвилі, які розбивають захисну поверхневу плівку. Тверді ж частки можуть здійснювати прискорені атаки, забираючи захисну, мінеральну плівку, або плівку інгібітора корозії. Карти режиму потоку не відображають ефекти впливу механічних домішок, наприклад, піску, продуктів корозії, або луски – всього того, що відоме як прискорювачі ерозії-корозії.

У нормативних документах [9] для більшості металів трубопроводів вводиться значення критичної швидкості, яка є найвищою швидкістю флюїду, що може бути допущена до появи процесів ерозії-корозії. Для внутрішньої поверхні трубопровідної мережі, це визначається формулою [9]:

$$V_{\max} = \frac{C \cdot A}{\rho^{0,5}}, \quad (1)$$

де: V_{\max} – критична (максимальна) швидкість, м/с; ρ – густина, кг/м³; A – коефіцієнт перетворення.

Рекомендовані значення для коефіцієнта C [9]:

$C = 100$ для умов відсутності твердих часток в потоці;

$C = 125$ для умов тимчасової присутності твердих часток в потоці;

$C = 150-200$ для постійних умов некорозійного середовища, що не містить твердих часток;

$C = 250$ для тимчасових умов некорозійного середовища, що не містить твердих часток.

Спеціальні нормативні документи цього не вимагають, але наявність ліній ерозії на внутрішній поверхні труби вказує на доцільність зниження максимально допустимих швидкостей потоку. З метою мінімізації коркоутворення на визначених ділянках трубопроводів промислу окремі нормативні документи рекомендаційного характеру пропонують обмежити мінімальну швидкість у двофазному потоці

приблизно 3 м/с. Ця умова є більш важливою за наявності перепаду висот вздовж трубопроводу з потоком. Документи не враховуються такі властивості флюїду, як в'язкість, ефекти твердих часток, властивості матеріалу основи (жорсткість) і геометричні властивості (згини та звуження потоку). Як відомо, усі ці властивості впливають на протидію процесу корозії-ерозії [10].

Для розрахунку максимально доступних швидкостей потоку нафтогазовидобувним компаніями розроблено власні внутрівідомчі нормативні документи. До складу вхідних параметрів для таких документів внесено фазовий склад та структура потоку, а вихідними матеріал труби та швидкість потоку. Діапазон коефіцієнта C знаходиться в межах: від 200 – для умов стабільного потоку в трубопроводі з вуглецевої сталі та відсутності інгібіторів у багатофазному потоці нафтових і газових свердловин (вище, ніж за нормативним документом [8]) до 450 – для труб зі сплавів на основі нікелю, що містять усі типи середовищ потоку та з інших корозійностійких сплавів для видобутку осушеного природного газу.

Явище ерозії-корозії є також характерним для ділянок, де зміни структури потоку флюїду супроводжуються змінами тиску і температури. Такі ділянки спостерігаються безпосередньо за запірною арматурою та іншими гідравлічними опорами в потоці, де утворюється додаткова турбулентність і локально змінюється його фазовий склад та структура.

На рис. 5 зображено наслідки ерозії-корозії вуглецевих сталей трубопроводів на коліні трубопроводів природного газу. Додаткова турбулентність на гострокутних згинах в трубопроводах породжує прискорену ерозію, зокрема коли механічні домішки присутні в потоці. На згинах труби можуть також ударятися рідкі краплі та призводити до утворення подібних ерозійних пошкоджень. Важливо за наявності ерозії інспектувати власне ті місця, де вона відбувається. Зміщення ультразвукового первинного перетворювача тільки на кілька сантиметрів від місця утворення таких пошкоджень може призвести до спотворення оцінки корозійного стану трубопроводу. Ця проблема спонукає до розроблення програмних продуктів, що моделюють ерозійно-корозійні процеси на визначених ділянках трубопроводу і дають можливість обґрунтовано визначити місця періодичного технічного діагностування трубопровідних систем промислу.

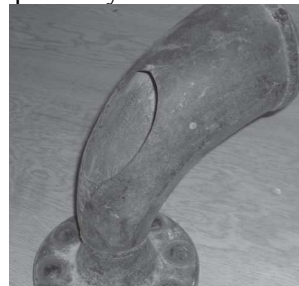


Рисунок 5 – Результати ерозії-корозії на згинах трубопроводу природного газу

Системи нагнітання пари в пласт для інтенсифікації видобутку є навіть більш складними, ніж трубопроводи силових установок. На даний час відсутнє програмне забезпечення для прогнозування місць, де є доцільним виконання неруйнівного контролю і технічного діагностування. Кожне потенційне діагностування є складним, оскільки більшість ділянок ерозії трубопроводу – об'єкт діагностування – знаходиться в трубопроводах, зовні покритих шаром ізоляції, тож якість струменя (присутність чи відсутність водяних крапель) є більш складною для ідентифікації в системах впорскування. Одним з можливих засобів мінімізації ерозії-корозії в трубопроводах для подачі пари є збільшення радіуса кожного із згинів трубопроводу. Це, в свою чергу, призводить до підвищення інсталяційної вартості, площі просторового розміщення, що зокрема в шельфових умовах часто суттєво ускладнює реалізацію вказаних засобів мінімізації впливу ерозії-корозії.

Зростання довжини маніфольдних систем багатофазних шельфових трубопроводів і шлейфових трубопроводів свердловин зумовило підвищення уваги до корозії верхньої частини прямолінійного трубопроводу [13, 14]. Цей тип корозії схематично зображений на рис. 6. Конденсат потоку свердловини з високим водовмістом (додатково може містити CO_2 , етанову кислоту та інші органічні кислоти) агресивно атакує верхню частину циліндричної твірної труби, де відсутній інгібітор корозії. За умови що інгібітор корозії може бути впроваджений у водяну фазу внизу труби, складним є завдання забезпечити його потрапляння у верхню частину труби. Великі зусилля концентруються на моделюванні явищ, що супроводжують даний тип корозії, і на те, у який спосіб можна ввести інгібітор у вказану проблемну область труби. Науково-дослідні роботи містять моделювання температурних профілів підводних трубопроводів.

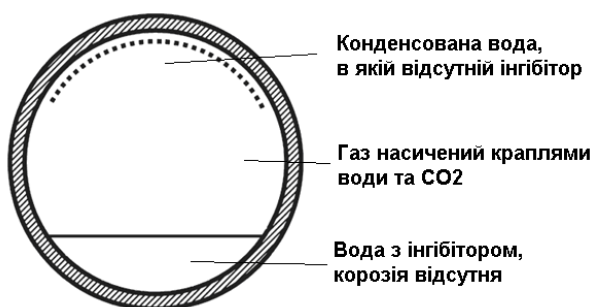


Рисунок 6 – Корозія верхньої частини циліндричної твірної труби трубопроводів з багатофазним потоком [13]

Введення інгібітора корозії у верхню частину труби виконується шляхом періодичного поршнювання трубопроводу за допомогою водяних корків з інгібітором корозії [20]. Даний тип корозії ще перебуває на етапі досліджень.

В Івано-Франківському національному технічному університеті нафти і газу розроблено систему для поточного контролю структу-

ри та фазового складу газорідних потоків з високим газовмістом, характерних для газоконденсатних родовищ. Поряд із завданнями технологічного контролю, ця система, надаючи в режимі реального часу інформацію про режим потоку та водовміст, забезпечують моніторинг умов виникнення корозії в шлейфових трубопроводах експлуатаційних свердловин. Детально структура, складові та принцип функціонування системи викладено в [11]. Оскільки найбільш критичним для оцінки явища корозії трубопроводу є контроль присутності та структури водяної фази в газорідному потоці, то більш детально розглянемо суть реалізованого цією системою імпедансного методу контролю водовмісту в газорідному потоці з високим газовмістом.

Давач імпедансу є спеціально адаптованим для вимірювань об'ємних часток води (водовмісту) в нафтогазових або газоконденсатних потоках з високим газовмістом та статичним тиском. Хоча принцип роботи давача відомий, на практиці існує низка чинників, що впливають на вимірювання, внаслідок чого одержані виміри можуть бути спотворені, якщо фізика явища впливу не достатньо відома. Давач використовуються для визначення відношення концентрацій у двофазовому і двокомпонентному потоці за умови, що два компоненти або дві фази мають різні електричні провідності та діелектричні проникності, наприклад, вода і нафта чи конденсат. Принцип вимірювання базується на положенні, що різниця в провідності різних компонентів чи фаз, які протікають поміж двох обкладок давача (електродів), робить смішть чи провідність між ними залежною від відношення концентрацій компонентів або фаз у потоці. Зв'язок між відношенням концентрацій і провідністю та ємністю суміші є нелінійним, і залежить від просторового розміщення компонентів або фаз у суміші (режиму потоку). Дослідження показали, що попри на суттєву залежність чутливості імпедансних методів від режиму потоку за умови вдосконалення методики вимірювань та конструкції первинного перетворювача вказані методи можуть бути використані для вимірювання концентрацій, якщо компоненти гомогенно перемішані.

Давач, розроблений в коаксіальному виконанні електродів, містить ізольований внутрішній електрод, що утримується в центрі труби. Електричне поле в такому давачі є негомогенним, але симетричним вздовж осі труби. Чутливість до змін у концентрації рідини є найбільшою біля внутрішнього електрода і залежить від розподілу компонентів у суміші, тому достовірні вимірювання можуть бути виконані тільки тоді, коли режим потоку є сталий і відомий. Відомі формули для проникності і провідності гомогенних сумішей двох різних матеріалів. На базі відомих моделей, виведено формули, які є на даний час загальноприйнятими, коли один з компонентів суміші має більш високу провідність або діелектричну проникність, а другий меншу [24].

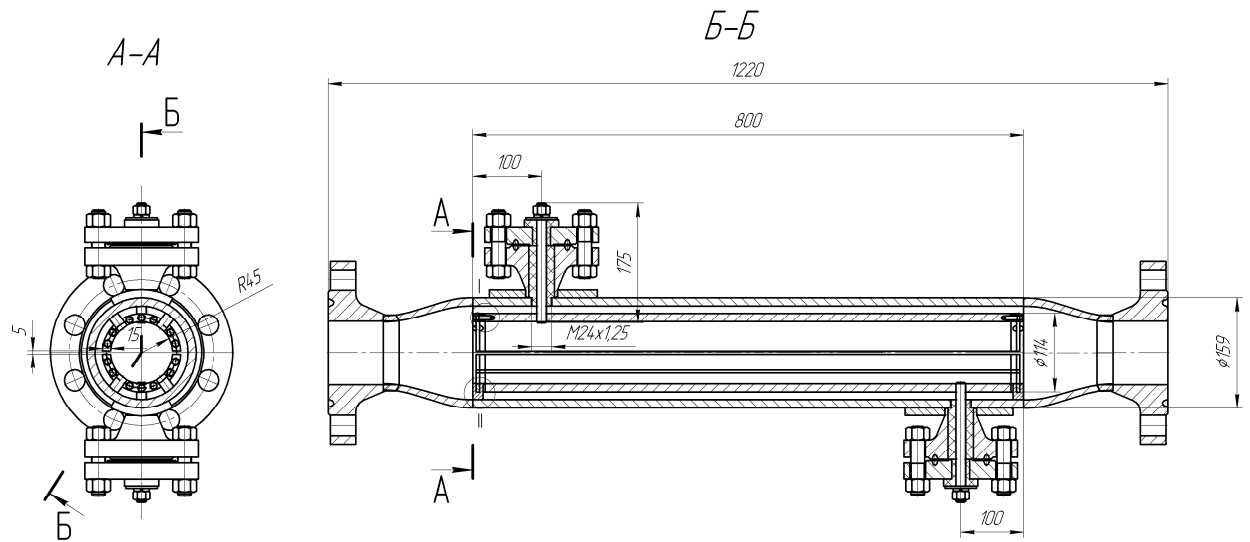


Рисунок 7 – Конструкція імпедансного давача для контролю водовмісту потоку для умов газоконденсатного промислу

Частка площі перерізу трубопроводу, зайнята водою, визначається імпедансним методом, в основу якого покладена залежність імпедансу газорідного потоку від співвідношення часток води і нафти (конденсату) рідкої фази потоку. З цією метою розроблено конструкцію циліндричного ємнісного давача, побудованого за принципом «труба в трубі» (рис. 4). Для газоконденсатних потоків характерні значення газовмісту порядку 95% і більше за об'ємом та, відповідно, розширована або кільцева структура потоку. Тому для підвищення чутливості первинного перетворювача водовмісту його конструкцію виконано таким чином, що при русі потоку плівка рідини (конденсат+вода) потраплятиме до міжтрубного зазору. При цьому суттєво збільшується діелектрична проникність, а отже, і чутливість давача водовмісту конденсаторного типу. Однією обкладкою давача є зовнішня труба, а двома іншими – дві обкладки розрізаної вздовж внутрішньої труби.

Контрольований потік рухається міжтрубним простором на ділянці довжиною до 1 м, для якого визначається залежність (годограф) активної і реактивної складових імпедансу потоку як функції водовмісту потоку на різних фіксованих частотах в діапазоні 5000–100000 Гц з кроком 500 Гц. Форма такого годографа залежить від значення водовмісту, що практично дозволяє визначати його шляхом порівняння та інтерполяції з формами еталонних годографів, збережених таблично в цифровій пам'яті обчислювача для фіксованих значень водовмісту.

Експериментальні дослідження імпедансного методу контролю водовмісту потоку проводились на лабораторній установці ІФНТУНГ [11]. Імпедансний давач водовмісту для лабораторних випробувань був виготовлений в пропорційно зменшеному вигляді з врахуванням критеріїв подібності до реального імпедансного давача промислу. Враховуючи, що на значення

вимірюваного імпедансу потоку впливає велика група чинників: температура, тиск середовища, електромагнітні завади, окислення стінок труби давача, солоність води, наявність домішок в конденсаті та воді, то вимірювати абсолютні значення імпедансу як функцію водовмісту на одній частоті роботи давача недоцільно. Тому було розроблено пристрій, який вимірює імпеданс давача водовмісту в широкому діапазоні частот від 5000 до 100000 Гц з дискретністю 500 Гц.

Для технічної реалізації вказаного пристрою нами застосовувався електронний модуль ф. Analog Device [24] на базі інтегральної схеми (IC) AD5933 – система високочастотного перетворювача імпедансу (рис. 8).

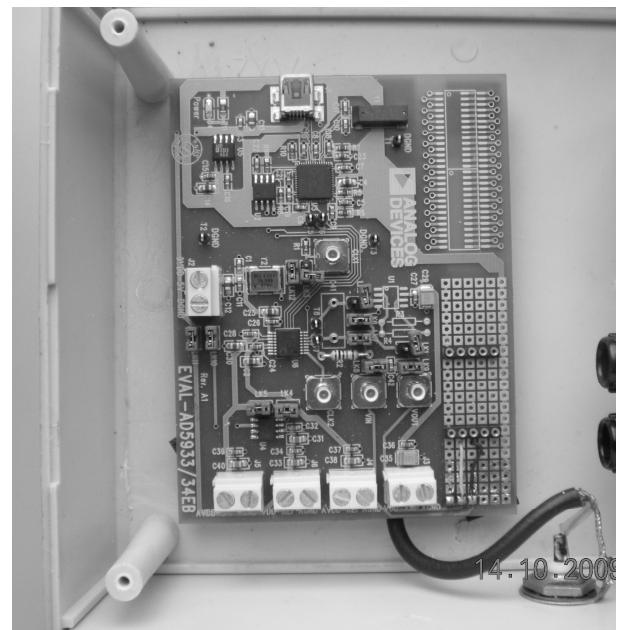


Рисунок 8 – Модуль обробки сигналу імпедансного давача на базі AD5933

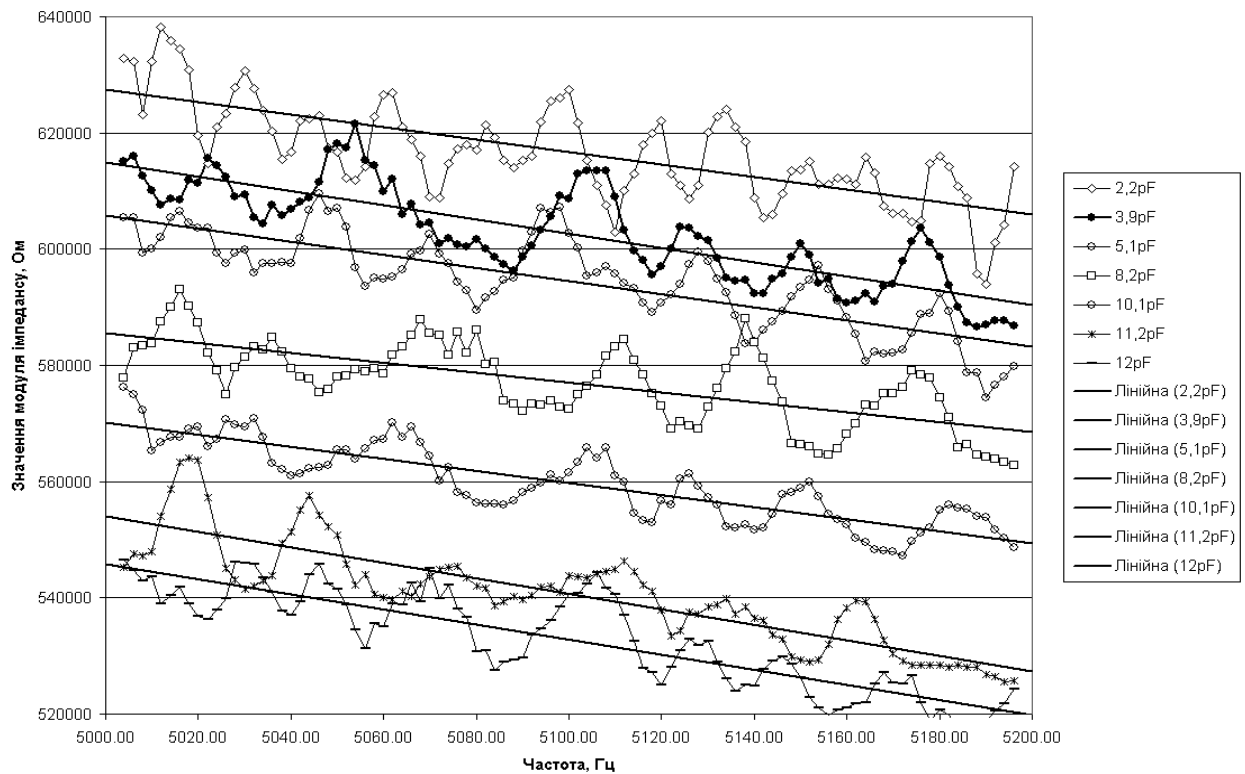


Рисунок 9 – Зміна модуля імпедансу ємнісного давача водовмісту потоку при зміні ємності потоку відповідно 2.2пФ, 3.3 пФ, 3.6 пФ, 5.1 пФ, 6.8 пФ, 8.2 пФ, 10.2 пФ, 12 пФ в діапазоні частот 5000 - 5200 Гц з дискретністю 2 Гц

ІС AD5933 містить вбудований генератор і 12-розрядний аналого-цифровий перетворювач (АЦП) з частотою вибірки 1 МГц. Генератор призначений для подавання сигналу у вимірюване коло з давачем, що має комплексний імпеданс. Сигнал з давача нормується попереднім підсилювачем і оцифровується вбудованим АЦП, і далі засобами вбудованого цифрового процесорного ядра проводиться дискретне перетворення Фур'є отриманих кожних 1024 відліків сигналу. Модуль цифрової обробки сигналу на виході формує кодоване значення дійсної (Re) і уявної (Im) складових імпедансу Z , що дозволяє перерахувати значення імпедансу в його модуль і фазу:

$$A = \sqrt{(\operatorname{Re}(Z))^2 + (\operatorname{Im}(Z))^2}, \quad (2)$$

$$Ph = \arctg\left(\frac{\operatorname{Im}(Z)}{\operatorname{Re}(Z)}\right). \quad (3)$$

Відомо, що для вимірювальних систем, що використовують як чутливий елемент ємність або індуктивність, істотними є проблеми калібрування пристрою і мінімізації впливу зовнішніх електромагнітних і теплових полів. Для вирішення вказаної проблеми в пристрій вбудовано вузол калібрування на зразковому конденсаторі, причому ємність такого конденсатора підбирається того ж порядку, що і вимірювана ємність фаз потоку. Перед кожною зміною початкових даних вимірювання проводиться автоматичне калібрування системи, зменшуючи вплив систематичної завади, що становить суттєву величину. Випадкова складова завад ви-

ключається в процесі математичного оброблення сигналу в мікропроцесорі пристрою.

Проведені нами дослідження залежності вихідних значень дійсної і уявної частин інформаційного сигналу давача за різного заповнення зазору між обкладками давача газодоконденсатною сумішшю показали доцільність використання методу для технологічного контролю водовмісту на окремих ділянках технологічного ланцюга. На рис. 9 зображено графіки значень модуля сигналу давача імпедансу як функції частоти задаючого генератора за різного заповнення газодоконденсатної суміші зазору між обкладками давача, що відповідає різним значенням ємності. Наведені результати свідчать, що за допомогою пропонованого пристрою імпедансним методом можливо реалізувати технологічний контроль за процесом контролю водовмісту потоку на рівні відносної похибки 3-4% за об'ємом (за умови попереднього калібрування).

За тривалої експлуатації морських газодоконденсатних родовищ спостерігається підвищення інтенсивності зношення металевих трубопроводів та арматури, особливо тих, що знаходяться в зоні гирлової об'язки свердловин. Як показав аналіз аварійних ділянок трубопроводів, вони зруйнувались внаслідок інтенсивного зменшення товщини стінок та корозії. У більшості випадків зменшення товщини стінок трубопроводів мало нерівномірний "борозно-подібний" характер. При чому "борозни" мали довжину від 30 до 200 мм і, як правило, були не прямими, а "закручувались" відповідно до руху

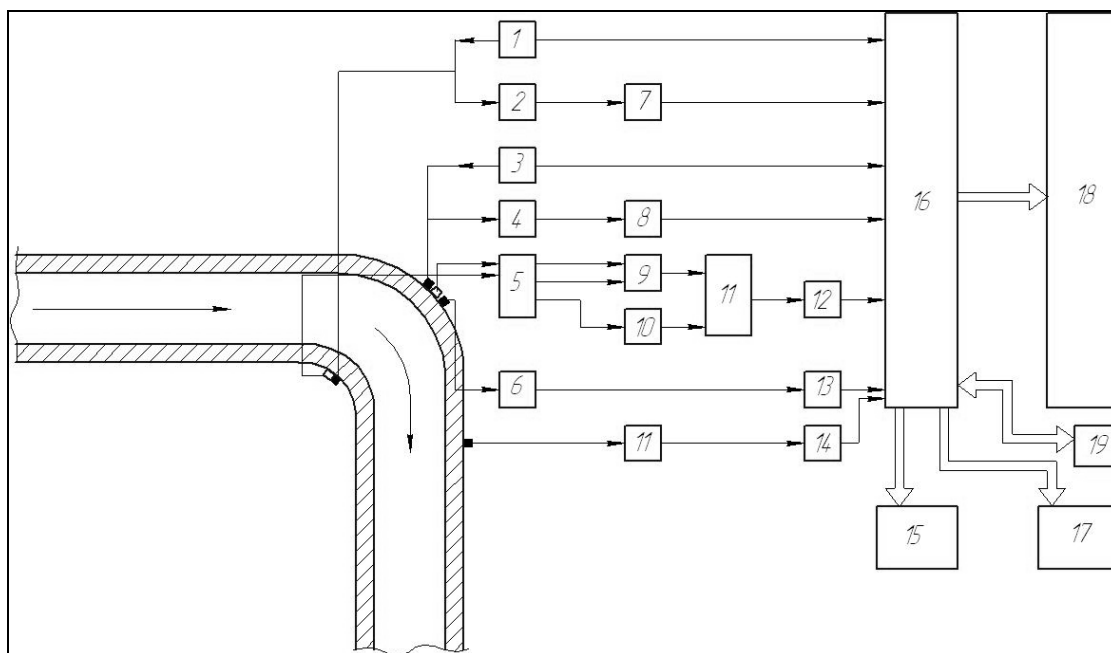


Рисунок 10 – Функціональна схема пристрою моніторингу трубопроводу

газового потоку. Це дало підстави стверджувати, що інтенсивне зношування стінок трубопроводу було спричинене не його старінням, а компонентами багатофазного потоку, який транспортувався трубопроводом.

Запропонована система оперативного контролю за станом трубопроводу як для умов появи в багатофазному потоці твердої фази, так і за її відсутності [23]. Система дає змогу оперативно реагувати на появу твердої фази шляхом подачі аварійних сигналів оператору та керування роботою аварійної апаратури. Окрім того, система постійно здійснює вимірювання товщини стінки трубопроводу, що дає змогу визначити його корозію та залишкову товщину. Дані від системи можуть передаватися і прийматися через радіоканал, через який можна керувати роботою системи.

Структурна схема системи контролю зображена на рис. 10. Звукові, ультразвукові та температурні давачі закріплюються у місці згину трубопроводу за допомогою стяжної фторопластової обойми. Роботою ультразвукових давачів керують генератори 1, 3. Дані від ультразвукових давачів надходять на підсилювачі 2 та 4, а потім на детектори 7 і 8. З виходів детекторів сигнали надходять на мікропроцесорний контролер 16. Контролер 16 також керує роботою ультразвукових генераторів 1, 3 для здійснення одиничного або диференційного вимірювання. Сигнали з акустичних давачів надходять на комутатор 5. Залежно від вибраного виду вимірювань до виходів давачів приєднуються диференційний 9 або звичайний 10 підсилювачі. Виходи з підсилювачів залежно від виду вимірювань комутуються комутатором 11, після чого подаються на нормуючий підсилювач 12. Давач температури під'єднано до попереднього підсилювача 6, вихід якого з'єднаний з нормуючим підсилювачем 13.

У зоні трубопроводу, після його згину, розміщено давач тиску, який під'єднано до підсилювача 11 та нормуючого перетворювача 14. Сигнал з виходу нормуючого перетворювача 14 надходить на вхід мікропроцесорного контролера 16. Контролер 16 керує всіма комутаторами сигналів. Також він керує аварійною сигналізацією 15 (яка виводиться на пульт оператора) та створює керуючі сигнали на елементи аварійного керування 17. Виміряні значення товщини трубопроводу, тиску та температури виводяться на індикацію 18. Система передбачає передачу даних радіоканалом 19, через який можливе і її керування.

Система розміщується на трубопроводі в зонах гідравлічних опорів і працює періодично. Сигнали акустичних давачів обробляються мікроконтролером 16 за допомогою вейвлет-фільтрації та ідентифікатора на основі алгоритму штучної нейронної мережі. Система УЗ-товщиниметрії апаратно реалізована за принципом, викладеним в [21, 22]. За допомогою диференційних та одиничних вимірювань система дає змогу підвищувати їх чутливість і виявляти “пробковий режим” течії. Система дає змогу оперативно оцінювати корозію стінки трубопроводу під час проходження газорідного потоку, а також з високою швидкістю реагувати на появу в ньому твердої фази. Структура потоку всередині трубопроводу є багатофазною, для якої характерний турбулентний режим течії. На даний час відсутні однозначні аналітичні моделі генерації акустичних сигналів такими потоками. Для оброблення таких дискретизованих стохастичних акустичних сигналів розроблено алгоритм штучної нейронної мережі та програмне забезпечення для ідентифікації режиму течії, за якого в потоці присутня тверда фаза в критичній кількості.

Таким чином, реалізація запропонованої системи дає змогу адаптувати алгоритм технічного моніторингу до умов контролю досить складних об'єктів, забезпечуючи при цьому інваріантність систем оброблення інформації до впливу збурюючих чинників, що не несуть корисної інформації.

Висновки

Серед чинників, які прискорюють корозію трубопроводів з багатофазним потоком, одним з основних є структура та фазовий склад потоку. Знання того, коли і де корозія, породжена потоком, і корозія-ерозія можуть мати місце в трубопроводах промислу є основою для контролю корозійних явищ таких об'єктів.

На основі аналізу алгоритму оцінювання впливу факторів, які визначають рівень очікуваної корозійної активності середовища потоку нафти і газу, показано, що ерозія-корозія є результатом комбінації агресивного хімічного середовища та високих швидкостей флюїду вздовж внутрішньої поверхні труби.

Показано, як на базі застосування розробленого імпедансного методу вимірювань виконується технологічний контроль водовмісту в газоконденсатному потоці свердловини за високих значень газомісту та статичного тиску. Наведено результати досліджень поточного імпедансного давача контролю водовмісту в потоці свідчать, що на основі запропонованої методики та конструкції давача забезпечується технологічний контроль за поточним водовмістом потоку свердловини на рівні відносної похибки 3-4% за об'ємом (за умови попереднього калібрування).

Розроблено будову та принцип роботи системи поточного контролю вмісту твердої фази в потоці з метою контролю корозійно-ерозійних пошкоджень трубопроводу в місцях його згину.

Література

- 1 G. Bianchi, G. Fiori, P. Longhi, and F. Mazza, "Horse Shoe Corrosion of Copper Alloys in Flowing Sea Water: Mechanism, and Possibility of Cathodic Protection of Condenser Tubes in Power Stations," *Corrosion*, 34, 396-406 (1978).
- 2 J. Postlethwaite, B. J. Brady, M.W. Hawrylak, and E. B. Tinker, "Effects of Corrosion on the Wear Patterns in Horizontal Slurry Pipelines," *Corrosion*, 34, 245-250 (1978).
- 3 E. D. D. During, comp., *Corrosion Atlas: A Collection of Illustrated Case Histories*, Vol. 1: Carbon Steels; Vol. 2: Stainless Steels and Non-Ferrous Materials: "Erosion-Corrosion of Copper Tubing," 06.05.34.01; "Valve Erosion," 04.01.32.01; "Pump Cavitation," 04.11.33.01; Elsevier, Amsterdam, 1988.
- 4 D. McIntyre (Ed.), *Forms of Corrosion, Recognition and Prevention*, NACE Handbook 1, NACE, Vol. 2, Houston, TX, 1997, pp. 89, 93.

5 V. Jangama and S. Srinivasan. 2008. Calibration of an integrated model for prediction of corrosivity of CO₂ / H₂S environments <http://www.corrosionsource.com/events/intercorr/techsess/papers/session7/abstracts/vamshi.html> (accessed November 10, 2008).

6 A. Shankardass. 2004. *Corrosion control in pipelines using oxygen stripping*. Oilsands water usage workshop. 2004. Edmonton, Alberta, Canada.

7 R. Kane, 2006, Corrosion in petroleum production operations. In *Metals Handbook, Vol. 13C — Corrosion in Specific Industries*, ed. S. D. Cramer and B. S. Covino, 922 - 966. Metals Park, OH: ASM International.

8 H. G. Byars. 1999. *Corrosion Control in Petroleum Production*, TPC Publication 5, 2nd ed. Houston, TX: NACE International.

9 ANSI/API RP 14E. Design and installation of offshore products platform piping systems — One operator approach. NACE 06592.

10 J. W. Martin, Y. Sun, J. Alvarez, E. Babaian-Kibala, and S. Hernandez. Design and operations guidelines to avoid erosion problems in oil and gas production systems.

11 Райтер П.М. Методи та засоби оброблення інформації для контролю структури та витрати газорідних потоків: монографія / П.М. Райтер, О.М. Карпаш. — Івано-Франківськ: Видавництво ІФНТУНГ, 2009. — 262 с.

12 W. Bogaerts and K. S. Agema. 1991. *Active Library on Corrosion*. Houston, TX: NACE - Elsevier, NACE International.

13 R. Nyborg and A. Dugstad. Top of line corrosion and water condensation rates in wet gas pipelines. NACE 07555.

14 Y. M. Gunaltun, D. Supriyatman, and J. Achmad. Top of line corrosion in multiphase gas lines. A case history. NACE 99036.

15 F. Vitse, S. Nestic, Y. Gunaltun, D. L. de Torreben, and P. Duchet - Suchaux. Mechanistic model for the prediction of top-of-the-line corrosion risk. NACE 03633.

16 B. Hedges, H. J. Chen, T. H. Bieri, and K. Sprague. A review of monitoring and inspection techniques for CO₂ and H₂S corrosion in oil and gas production facilities: location, location, location. NACE 06120.

17 NACE SP0192. Monitoring corrosion in oil and gas production with iron counts.

18 Влияние гидродинамического режима транспорта газожидкостных смесей на внутреннюю коррозию сборных трубопроводов / Ф.Н.Маричев и др. // Тезисы докладов на республиканской межотраслевой научно-практической конференции. — Уфа: УНИ, 1980 (май). — С.13-14.

19 Нормы технологического проектирования объектов сбора, транспорта, подготовки нефти, газа и воды нефтяных месторождений (ВНТП 3-85), Дата введения 1986-03-01, п.2.40.

20 Falcone G., Hewitt G. F., Alimonti C., 2009, *Multiphase Flow Metering: Principles and Applications: 54 (Developments in Petroleum Science)* - Elsevier Science; London - ISBN: 978-0-444-52991-6

21 K. D. Eford, "Disturbed Flow and Flow Accelerated Corrosion in Oil and Gas Production," Proceedings: ASME Energy Resources Technology Conference, Houston, TX, Feb. 1998.

22 Карпаш О. Особливості реалізації засобів товщинометрії та корозиметрії нафтогазового обладнання / О. Карпаш, П. Криничний, П. Райтер // Фізико-хімічна механіка матеріалів. Спецвипуск: Проблеми корозії та протикорозійного захисту матеріалів. – №4. – Львів: Фізико-механічний інститут ім. Г.В.Карпенка НАН України, 2004. – Т. 2. – С. 882-887.

23 Карпаш О.М. Засоби оцінки корозійного пошкодження нафтового обладнання / О.М.Карпаш, П.М.Райтер, П.Я.Криничний // Зб. наук. праць „Механіка руйнування матеріалів і міцність конструкцій”; під ред. В.В. Панасюка. – Львів: ФМІ ім. Г.Карпенка, 2004. – С.499-504.

24 Ващишак І.Р. Система технічного моніторингу стану трубопроводів експлуатаційних свердловин в умовах шельфового видобутку / І.Р. Ващишак, С.П. Ващишак, П.М. Райтер, А.В. Яворський // Матеріали 5-ї Національної науково-технічної конференції "Неруйнівний контроль та технічна діагностика", Київ, 10-14 квітня 2006. – С.301-306.

25 Network Analyzer AD5934, Datasheet., 12-Bit Impedance Converter: www.analog.com, 2005 Analog Devices, Inc.

26 Agilent Impedance Measurement Handbook: A guide to measurement technology and techniques 4th Edition, Agilent Technologies, Inc. 2000-2009. – Режим доступу <http://cp.literature.agilent.com/litweb/pdf/5950-3000.pdf>

Стаття надійшла до редакційної колегії

10.12.11

Рекомендована до друку професором

Івасівим В.М.

Дослідження та методи аналізу

УДК 550.835

ЗАСТОСУВАННЯ СТАТИСТИЧНИХ ЦЕНТРАЛЬНИХ МОМЕНТІВ ДЛЯ ЕКСПРЕС-ІНТЕРПРЕТАЦІЇ ДАНИХ ГДС У ТОНКОШАРУВАТИХ САРМАТСЬКИХ ВІДКЛАДАХ БІЛЬЧЕ-ВОЛИЦЬКОЇ ЗОНИ

Д.Д. Федоришин, Р.П. Морошан, І.О. Пятковська

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42056,
e-mail: geophysics@iung.edu.ua

Тонкошарувата будова теригенних відкладів та неоднозначність матриці породи-колектора значно ускладнює вирішення питання визначення її фільтраційно-ємнісних властивостей та характеру флюїдонасичення. Запропоновано новий підхід до вирішення цього питання. Обґрунтовано спосіб експрес-інтерпретації даних ГДС з використанням статистичних центральних моментів вищих порядків (асиметрія, ексцес), які розраховуються за каротажними кривими. Результати продемонстровані на прикладі тонкошаруватого розрізу дашавської світи Вижомлянського та Вишнянського газових родовищ Більче-Волицької зони.

Ключові слова: свердловина, асиметрія, ексцес, породи-колектори, флюїдонасичення.

Тонкослойное строение терригенных отложений и неоднозначность матрицы породы-коллектора значительно усложняет решение задачи определения ее фильтрационно-емкостных свойств и характера флюидонасыщения. Предложен новый подход к решению этой задачи. Обоснован способ экспресс-интерпретации данных ГИС с использованием статистических центральных моментов высших порядков (асимметрия, эксцесс), которые рассчитываются по каротажным кривым. Результаты продемонстрированы на примере тонкослойного разреза дашавской свиты Выжомлянского и Вишнянского газовых месторождений Бильче-Волицкой зоны

Ключевые слова: скважина, асимметрия, эксцес, породи-коллекторы, флюидонасыщения.

Thinlayers structure of terrigenous sediments and ambiguity matrix rock-reservoir greatly complicates the issue definition of filtration-capacitive properties and nature saturation of fluid. Proposed a new approach to solving this problem. Grounded is the method of expressinterpretation of well logging data with the use of statistical central moments of higher levels (asymmetry, excess) which are calculated according to log curves. Data are shown on the example of thinlayered cross-section of dushuva strata of Wizhomlyanskoho and Vishnyanskoho gas fields of Bil'che-Volicka zone.

Keywords: well, asymmetry, excess, reservoir rocks, saturated of fluid

Ефективність геологорозвідувальних робіт значною мірою залежить від обробки та інтерпретації польових та свердловинних досліджень у процесі пошуку та розвідки нафтогазових родовищ.

Інтерпретація матеріалів геофізичних досліджень свердловин (ГДС) у тонкошаруватих теригенних розрізах, коли товщини пластів менше 0,6 м, завжди була неоднозначною, тому вказана проблема постає досить гостро. Одним із методів, що міг би значно спростити це завдання, є використання експрес-інтерпретації даних ГДС із застосуванням статистичних центральних моментів вищих порядків (асиметрія, ексцес), що б розраховувалися за карота-

жними кривими. Аналіз геофізичних висновків з використанням технологій CARABAND та CORIBAND фірми «Шлюмберже», технологічних розробок фірми «Халібартон» (десятизондовий індукційний каротаж), пакету SATUN (Польща), російських технологій «ГИНТЕЛ», «СИЯЛ-ГИС», «ОНИКС», української технології «Геопошук» показав, що в тонкошаруватих розрізах діагностика пластів має похибки [1]. Технологія «Геопошук» взагалі не допускає визначення параметрів пластів товщиною менше 0,6 м.

З такими труднощами часто стикаються під час визначення фільтраційно-ємнісних властивостей та характеру флюїдонасичення по-

рід-колекторів у розрізах дашавської світи нижнього сармату в північно-західній частині Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину, де відкрито близько 30 газових родовищ. В роботах [1, 2] показано, що розрізи сарматських відкладів на різних ділянках Більче-Волицької зони суттєво відрізняються. За практично однакового літологічного складу (пісковики щільні і пісковики гранулярні – колектори, алевроліти, аргіліти, аргіліти піритизовані) геологічні розрізи характеризуються різною товщиною пластів, умовами залягання різних літотипів, розповсюдженням їх по площі, вмістом глинистої компоненти.

З використанням седиментологічного каротажного аналізу Т.С. Ізотова із співавторами [1,2] виділила 4 типи розрізів сармату в північно-західній частині Більче-Волицької зони. Типізація сарматських розрізів зумовлена різним впливом на геофізичні характеристики (електричний опір, радіоактивність, акустичні властивості гірських порід) товщин пластів, парагенезису літотипів, глинистості, мінералізації пластових вод та бурового розчину тощо.

Найбільш складним виявився третій тип розрізу, який територіально знаходиться в північно-західній частині Косівсько-Угерської підзони, де нижньосарматські відклади залягають безпосередньо над ядром верхньоюрського бар'єрного рифу (площі Свидниця, Судова Вишня, Вижомля, Грушів). На цих ділянках осадоконакопичення відбувалося в умовах мілководного шельфу, при цьому утворювались неоднорідні лінзовидні тіла, які амебоподібно розповсюджені по латералі.

Такі розрізи зазвичай складаються з тонкошаруватих глинистих пачок, у яких містяться прошарки пісковиків-колекторів (НД-9,14,15), щільних пісковиків і алевролітів (НД-13) або аргілітів з поодинокими прошарками алевролітів та пісковиків. Товщин окремих літотипів змінюються від 0.1 до 0.5 м (рідше 0.8 м). При цьому ефективна товщина пачок колекторів, які віддають флюїди, повинна бути понад 1 м. Глинистість розрізу дуже висока: в пісковиках-колекторах вона сягає від 20% до 45%; чисті аргіліти практично відсутні в глинистих пачках міститься до 40% алевроліто-піщаних зерен. Пісковики переважно дрібнозернисті за пористості 9-12% та низькій (до 0.5 мД) внаслідок їх глинизації проницності.

На замовлення ДП «Укргазвидобування» НАК «Нафтогаз України» в ЛВ УкрДГРІ в 2005 році розроблено пакет програм «Сармат», який може працювати в інформаційному середовищі технології «Геопошук» [5] та потребує застосування дев'яти методів ГДС, які повинні бути проведені за спеціальною методикою (масштаб запису 1:100, 1:200 за швидкості заміру не більше 600 м/год). Через об'єктивні обставини цей пакет не вийшов із стадії випробувань і не у всіх свердловинах може бути використаний.

Вказані вище обставини зумовили необхідність пошуків нестандартних методів обробки та інтерпретації даних ГДС у тонкошаруватих (часто їх називають мілкошаруватими) се-

редовищах. Одним із таких підходів може бути використання апарату теорії математичної статистики. В існуючих методах обробки, як правило, застосовуються такі числові величини: математичне сподівання M_x (або середнє значеннє \bar{x}), дисперсія D_x , середнє квадратичнє відхиленнє (стандарт) $\sigma = \pm \sqrt{D_x}$, коефіцієнт варіації $V = \sigma/\bar{x}$, центроване та нормоване відхиленнє $x_i = (x_i - \bar{x})/\sigma$.

Згідно з теорією неоднорідності [3] ці параметри описують масштабні ефекти першого роду (змінє середнього значеннє досліджуваної ознаки) та другого роду (змінє дисперсії або стандарту). Масштабні ефекти вищих порядків в ГДС практично не використовуються. В роботі [4] показано, що асиметрія А (центральне і нормоване відхиленнє третього порядку) та ексцес Е (центральне і нормоване відхиленнє четвертого порядку) швидкостей за даними акустичного каротажу (АК), які осереднені на великих базах (10 м) по відношенню до товщини пластів, можуть бути інформативними для оцінки характеру флюїдонасиченості та піскуватості тонкошаруватих відкладів нижньодашавської підсвіти верхнього сармату. На прикладі інтерпретації теригенних відкладів Грушівського родовища показано, що величина асиметрії та ексцесу, які розраховані для літотипів товщ потужністю 600-1100 м, за знаками (плюс чи мінус) корелюються з наявністю (відсутністю) газонасичених пластів в інтервалі аналізу та середньозваженою піскуватістю розрізу. Таким чином, цей приклад свідчить, що статистичні моменти вищих порядків фіксують загальну геологічну неоднорідність порід в області нафтогазового поклада і можуть бути використані для експрес-прогнозування розрізу на наявність газонасичених колекторів.

Покажемо, на чому ґрунтується такий підхід з точки зору математичної статистики та особливостей геологічної будови двокомпонентних розрізів (перешарування пісковиків-глин чи алевролітів-глин), або багатоконпонентних розрізів (перешарування пісковиків-алевролітів-аргілітів-глин). Відомо, що асиметрія або коефіцієнт асиметрії А є мірою несиметричності розподілу статистичної величини x_i з імовірністю p_i (у випадку рівноквантової каротажною кривою $p_i = 1/n$):

$$A = \frac{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^3}{\sigma^3} \quad (1)$$

Коли асиметрія суттєво відрізняється від нуля, то розподіл несиметричний, а для нормального розподілу А=0. Асиметрія розподілу з довгим правим хвостом позитивна (А>0). Коли розподіл має довгий лівий хвіст, то А<0.

Ексцес або коефіцієнт ексцесу Е вимірює „вершиноподібність” розподілу

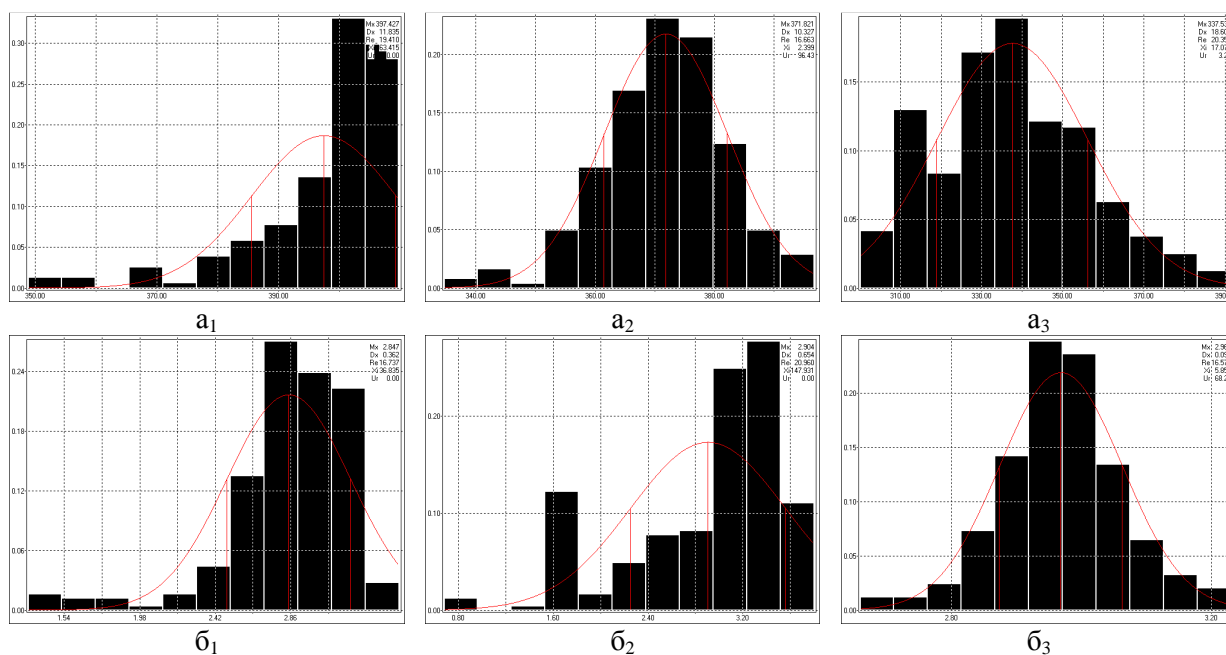


Рисунок 1 – Типові гістограми розподілу Δt , мкс/м (а) та ρ_k , Ом*м (б) для інтервалів 450-500 м (a_1, b_1), 700-748 м (a_2, b_2), 1196-1245 м (a_3, b_3). Сverdловина 20-Вижомлянська

$$E = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^4 - 3 \cdot \sigma^4 \quad (2)$$

Коли ексцес, який вказує на „гостроту вершини” розподілу, суттєво відмінний від нуля, то розподіл має або більш заокруглену вершину, ніж нормальний розподіл, або, навпаки, має більш гостру вершину (можливо, є декілька вершин - багатомодальний розподіл). Зазвичай, коли ексцес $E > 0$, то вершина загострена, коли $E < 0$, то вершина заокруглена, а при $E = 0$ статистична величина має нормальний розподіл.

Для перевірки такого підходу до експрес-інтерпретації матеріалів ГДС ми використали каротажні діаграми АК (інтервальний час Δt) та електрокаротажу потенціал-зондами (питомий електричний опір ρ_k) свердловини 20-Вижомлянська, яка пробурена в контурі одноіменного газового родовища. Аналізувались інтервали з водонасиченими, ущільненими та газонасиченими колекторами, які виділені за комплексом ГДС та підтвержені результатами випробувань.

Як робоча гіпотеза приймалися такі зміни петрофізичних параметрів порід від характеру флюїдонасичення та колекторських властивостей.

1. Величина інтервального часу Δt в пісковиках (алевролітах) для водонасиченого розрізу або у щільних породах-колекторах менша, ніж у глинах. За наявності газонасичених колекторів Δt збільшується і наближається за значеннями інтервального часу до глин. В такому випадку для інтервалів розрізу, які містять газонасичені колектори, ексцес зменшується, а при співвідношенні глин до пісковиків, рівному 1:1, набирає від’ємних значень. При домінуванні пісковиків (алевролітів) ексцес приймає позитивні значення, але має локальний мінімум. Величину цього мінімуму можна розрахувати

теоретично для ідеалізованих моделей середовищ або визначити емпірично. Асиметрія дає “грубу” оцінку співвідношення сумарних товщин глин і колекторів в інтервалі аналізу (середній коефіцієнт піскуватості – K_{nc}): при $A < 0$ коефіцієнт піскуватості $K_{nc} < 0.5$, а при $A > 0$ він набуває значення $K_{nc} > 0.5$, тобто при додатній асиметрії сумарна товщина пісковиків більша за сумарну товщину глин.

2. Величина питомого електричного опору ρ_k за результатами потенціал-зондів (ПЗ) у водонасичених колекторах є низькою, у глинах – високою. В газонасичених породах ρ_k збільшується і може досягати навіть величини опору у глинах. Тому для водонасичених колекторів $E > 0$, а при насиченні їх газом ексцес зменшується і може набути навіть від’ємних значень.

На рисунку 1 представлені типові гістограми розподілу Δt та ρ_k на базі 50 м:

інтервал 450-500 м (горизонти ВД-8, ВД-9 верхньодашавської світи) вміщує водонасичений глинистий пісковик та алевроліт піскуватий пористістю 18-22%, з $K_{nc} = 0,18$. Гістограма розподілу Δt має бімодальну форму: 1 мода $\Delta t_1 \approx 365$ мкс/м (пісковики та алевроліти), 2 мода $\Delta t_2 \approx 400$ мкс/м (глина), середнє $\Delta \bar{t} = 397$ мкс/м, $\sigma = 3.4$ мкс/м, $A = -0,43$, $E = 1,18$. Гістограми розподілу ρ_k також характеризується двома модами: $\rho_{k1} \approx 1.6$ Ом*м (пісковики та алевроліти), $\rho_{k2} \approx 2,8$ Ом*м (глини), $\bar{\rho}_k = 2,8$ Ом*м, $\sigma = 0,6$ Ом*м, $A = -1,8$, $E = 4,53$. Як видно з рисунку, статистичні параметри вказують на низьку піскуватість досліджуваного інтервалу розрізу та наявність водонасичених колекторів;

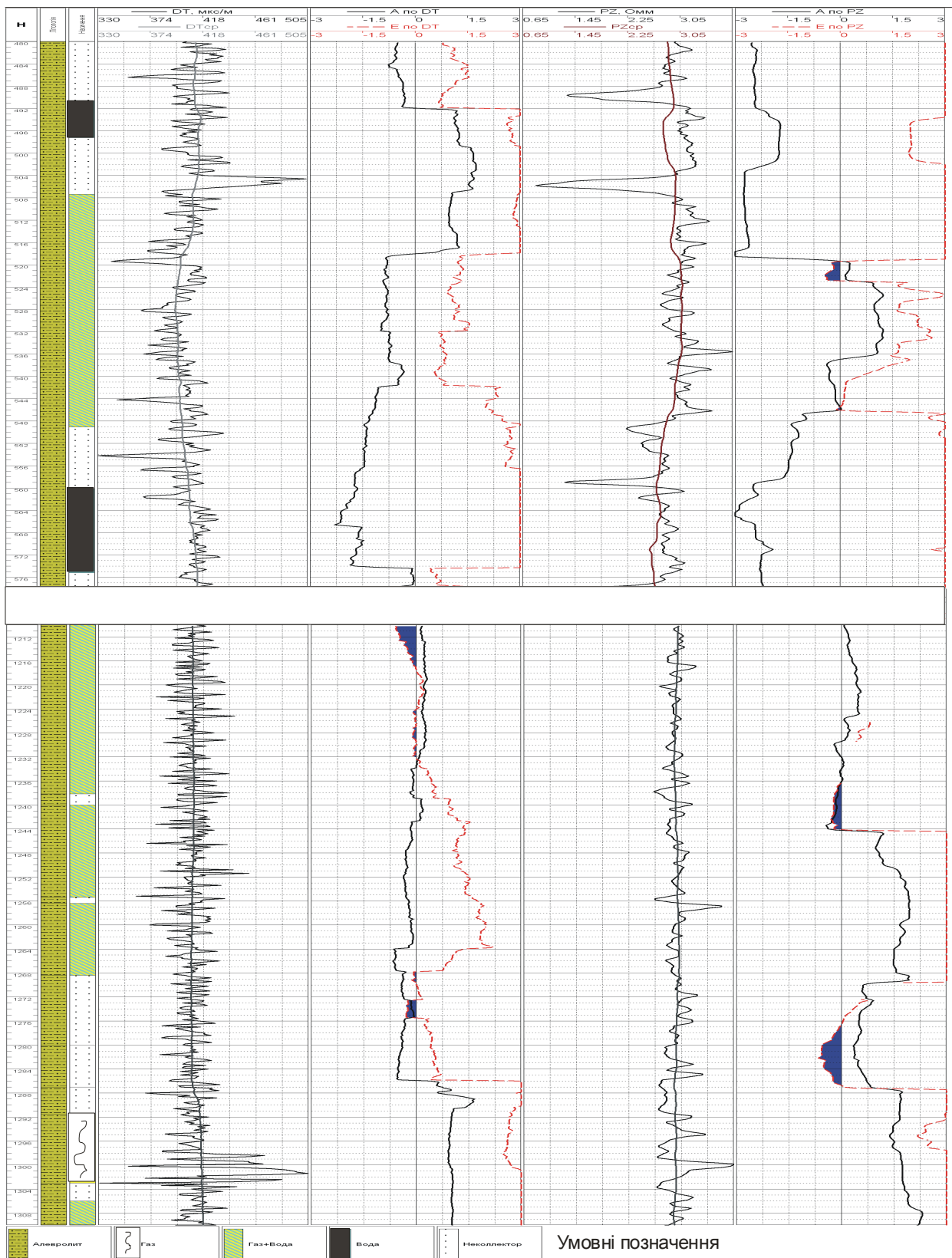


Рисунок 2 – Результати обробки даних АК і ПЗ у свердловині 20-Вижомлянська

інтервал 700-748 м (горизонт ВД-12) містить ущільнені водонасичені алевроліти пористістю 6-8%, середня піскуватість – 0,64. Гістограми також мають бімодальну форму: для інтервального часу $\Delta t_1=355$ мкс/м, $\Delta t_2=375$

мкс/м, $\Delta \bar{t}=371$ мкс/м, $\sigma=3,2$ мкс/м, $A=-0,36$, $E=0,81$; для питомого опору $\rho_{k1}=1,6$ Ом*м, $\rho_{k2}=3,2$ Ом*м, $\bar{\rho}_k=2,9$ Ом*м, $A=-0,36$, $E=0,8$. Таким чином, наша геологічна гіпотеза справджується;

інтервал 1196-1245 м (горизонт НД-9 нижньоодашавської підсвіти) має у своєму складі водогазонасичені алевроліти з $K_n = 10-12\%$ та $K_{лч} = 0,73$). Гістограми практично одноmodalні: для інтервального часу $\Delta t = 340$ мкс/м, $\sigma = 4,3$ мкс/м, $A = -0,09$, $E = -0,17$; для питомого опору $\bar{\rho}_k = 3,0$ Ом*м, $\sigma = 0,8$ Ом*м, $A = -0,10$, $E = 0,46$. В цьому випадку ексцес для даних АК набуває мінімальних значень, а за результатами ПЗ – наближається до нуля.

Таким чином, статистичні центральні моменти, які розраховані за даними ГДС у свердловині 20-Вижомлянська, чітко вказують на газоносний поклад як неоднорідність з масштабними ефектами третього-четвертого родів і тому можуть бути використані для експрес-інтерпретації. Аналогічні матеріали отримані і для свердловин 7- та 53-Вишнянського газового родовища в продуктивних горизонтах НД-10, НД-12, для яких відмічається висока середня піскуватість $K_{лч} = 0,6-0,7$. Гістограма розподілу геофізичних параметрів має одну моду (середньоарифметичне значення Δt та $\bar{\rho}_k$ характеризує пісковики) при невеликій, і навіть від'ємній, асиметрії та додатньому ексцесі.

Ці фактичні матеріали слугували основою для обґрунтування та розробки алгоритмів і програм оброблення даних ГДС з використанням статистичних моментів, які можуть бути подані як самостійний блок вписані в технологію „Геопшук” [5]. Для цього на певній базі L (вибирається експериментально, зазвичай L=10-50 м) методом інтервального середнього розраховуються та записуються до робочої бази даних і можуть бути видані на планшет значення каротажної діаграми x_i та його статистики \bar{x} , σ , A, E. Програму з використанням прийнятого в технології «Геопшук» формату (LAS-файли) написав В.М.Суятінов. У випадках тонкошаруватого розрізу цей підхід дозволяє до отриманої додаткової інформації долучити покращені значення статистичних характеристик до даних інших геофізичних і петрофізичних параметрів, що дає можливість більш точно виконати експрес-інтерпретацію, особливо у тих випадках, коли товщина пластів не перевищує 0.6 м і стандартні методи в таких умовах не спрацьовують.

Результати роботи програми по двох інтервалах у свердловині 20-Вижомлянська за даними АК та ПЗ зображені на рис. 2. Експериментально вибрана база осереднення 20 м, яка дає змогу деталізувати при такому способі експрес-інтерпретації та зберегти представницьку статистичну вибірку (101 точка).

У інтервалі 507.4-579.0 м (горизонт ВД-9) даними комплексу ГДС виділяється потужний водогазонасичений пласт піскуватого алевроліту пористістю 10-14%. Використання асиметрії та ексцесу дає змогу розбити тонкошарувату пачку на декілька інтервалів, найбільш перспективний з позиції газоносності з яких знаходиться на глибинах 520-540 м.

Результати експрес-інтерпретації в інтервалі глибин 1210-1310 м (горизонт НД-9), в основному, збігаються із висновками за комплексом ГДС, але є більш деталізованими. Це дає змогу вибрати кращі пласти для випробування.

Звичайно, перші спроби використання масштабних ефектів третього-четвертого родів потребують доопрацювання, обґрунтування вибору бази інтервального усереднення для різних типів тонкошаруватих розрізів. Для впровадження запропонованого методичного підходу у виробничих масштабах необхідно обробити дані багатьох свердловин, що дозволить вибрати параметри для програми.

Більш широкі можливості використання має відповідний статистичний аналіз не самих значень геофізичних параметрів за діаграмами ГДС, а величини їх відхилень від середнього значення зареєстрованого параметра (\bar{x}), що наголошувалося у роботі [4]. Для подальшого надійного використання запропонованого математичного підходу з визначенням статистичних моментів вищого порядку в процесі геофізичних досліджень тонкошаруватих геологічних розрізів необхідно здійснити адаптацію його до інтерпретації складнобудованих порід-колекторів поліміктового типу нафтогазових родовищ України.

Література

- 1 Інтерпретація даних ГИС тонкослоистих разрезів сармата Предкарпатского прогиба на основе компьютерных технологий / [Т.С.Изотова, О.В.Бондаренко, А.О. Пуш и др.] // Каротажник. – 2005. – Вып 14(141). – С.112-118.
- 2 Типізація відкладів сармату Більче-Волицької зони Передкарпатського прогину / Кушта Г., Бондаренко О., Вертепний Т. // Тези доповідей наукової конференції молодих вчених і спеціалістів ЛВ УкрДГРІ. – Львів: ЛВУкрДГРІ, 2005. – С.33-35.
- 3 Рац М.В. Неоднородность горных пород и их физических свойств / М.В.Рац. – М.: Наука, 1968. – 100 с.
- 4 Петкевич Г.Н. Скважинная сейсмоакустика при решении задач прогнозирования геологического разреза / Г.Н.Петкевич, Р.П.Морошан, Ю.В.Філатов. – Киев: Наук. думка, 1985. – 232 с.
- 5 Красножон М.Д. Комплексна інтерпретація матеріалів ГДС з використанням комп'ютерної технології «Геопшук» / М.Д.Красножон, В.Д.Косаченко. – К.: УкрДГРІ, 2007. – 254 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
22.11.11
Рекомендована до друку професором
Маєвським Б.Й.*

ІНДИВІДУАЛЬНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ЕЛЕКТРОПРОВІДНОСТІ ГАЗОНАСИЧЕНИХ ПОРІД-КОЛЕКТОРІВ СКЛАДНОЇ БУДОВИ

В.А. Старостін, Я.М. Коваль

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42056,
e-mail: geophys@nuing.edu.ua

Неточність інтерпретації даних електрометрії свердловин пов'язана з наявністю макро- та мікро-неоднорідностей в будові порового простору пластів-колекторів, що призводить до похибки у визначенні підрахункових параметрів, зокрема коефіцієнта насичення. Пропонується враховувати особливості будови порового простору пластів-колекторів через нормовану функцію, яка залежить від градієнта функції $P_n=f(K_s)$. Запропонована методика дозволяє значно підвищити достовірність визначення коефіцієнта насичення за даними електрометрії свердловин.

Ключові слова: свердловина, насичення, породи-колектори, пористість, відклади.

Неточность интерпретации данных электрометрии скважин связана с наличием макро- и микро-неоднородностей в строении порового пространства пластов-коллекторов, что приводит к погрешности в определении подсчетных параметров, в частности коэффициента насыщения. Предлагается учитывать особенности строения порового пространства пластов-коллекторов через нормируемую функцию, которая зависит от градиента функции $P_n=f(K_s)$. Предложенная методика позволит значительно повысить достоверность определения коэффициента насыщения по данным электрометрии скважин.

Ключевые слова: скважина, насыщение, породы-коллекторы, пористость, отложения.

The uncertainty data interpretation of electric logging of wells associated with the The inaccuracy of electrologging data interpretation associated with the presence of macro-and micro-inhomogeneities in the structure of reservoir porous reservoir, leads to errors in determining the calculated parameters, including saturation coefficient. The work suggests taking into account the structural features of reservoir porous space through normalized function which depends on the function gradient $P_n=f(K_s)$. The proposed method will significantly improve the accuracy of determining the saturation coefficient according to the electrologging data.

Keywords: well, enrichment, pores-collectors, porosity, adjournment.

Створенню геолого-фізичних моделей присвячено багато наукових праць. Моделювання дає змогу прогнозувати властивості геологічного об'єкта за відсутності експериментальних спостережень і розраховувати значення геологічних параметрів за інформацією геофізичних полів.

Головною особливістю геолого-фізичної моделі повинна бути її змістовність. Змістовність дає змогу розкривати причинно-наслідкові зв'язки у геологічних об'єктах, тобто отримувати нові наукові результати. Створені змістовні геолого-фізичні моделі, враховуючи те, що геологічні об'єкти є багатопараметричними системами, повинні бути багатомірними. Багатомірні моделі у нафтогазовій геології є імовірнісними, що пов'язано із:

– складністю вимірювання всіх параметрів для вивчення закономірностей у складнобудованих системах і тому, моделі, які не включають всі існуючі параметри відносяться до імовірнісних;

– використанням у вибраній моделі оптимально наближеного математичного опису, чим вноситься похибка апроксимації;

– можливими похибками оцінки вимірних параметрів моделі, що зумовлюється статистичним підходом до оцінки величини параметрів;

– використанням характеристик об'єктів різних рівнів дослідження.

Слід зазначити, що напрямок фізичного моделювання має дуже велике значення для

побудови моделей порід-колекторів з складною будовою. Вивчення природи фізико-хімічних процесів, що ускладнені неоднорідністю будови скелета породи, дасть змогу встановити межі дії залежностей фізичних характеристик і вивчити їх співвідношення.

При моделюванні головною вимогою є відповідність модельних побудов до реального відображення експериментально отриманих геолого-геофізичних параметрів. Умова про відповідність модельних побудов, тобто заміни реального середовища моделлю, створює значні переваги при вивченні геологічного середовища: модель дозволяє створювати точне математичне співвідношення між характеристиками об'єкта дослідження; модель дозволяє досліджувати важливі характеристики, які експериментально вивчити дуже важко з причини малої кількості взірців із значною диференціацією параметра; модель дозволяє проводити прогнозування параметрів об'єкта дослідження і здійснювати вибір оптимальної гіпотези з числа запропонованих для геологічного середовища.

Створенню моделей, що характеризують зв'язки фізичних і геологічних параметрів продуктивних відкладів, присвячено низку наукових і прикладних досліджень вчених Кобранової В.Н. [1], Дахнова А.В. [2], Елланської М.М. [3], Леонтьєва Е.І. [4], Вендлера Л.Е. [5], Нестерової Г.В. [6], Кнеллера Л.Е. [7], Старостіна В.А. [8], Карпенка О.М. [9], Ізотової Т.С. [10].

Виходячи з результатів їх досліджень модель електропровідності породи-колектора можна загалом можна описати функцією:

$$\sigma_n = f(\sigma_1, \sigma_2 \dots \sigma_i, \xi_1, \xi_2 \dots \xi_n, g, r_{nop}, d_3 \dots C_i), \quad (1)$$

де: σ_n – питома електропровідність породи, См/м;

σ_i – питома електропровідність компонент, які складають породу, См/м;

ξ – частка компонент, з яких складається скелет породи, ч.од.;

g – геометрія порового простору;

r_{nop} – радіус пор, мм;

$d_{зер}$ – діаметр зерен, мм;

C_i – ступінь упаковки.

Створення геолого-фізичних моделей спрямоване здебільшого на отримання узагальнених залежностей, які описували б широкий діапазон зміни параметрів геологічного об'єкта. Така постановка задачі розширює можливості моделювання. Але є і негативні риси, які пов'язані з необхідністю вибору багатьох параметрів, що не входять у геологічний опис конкретного регіону дослідження. Конкретизація чинників, що притаманні певним геологічним умовам, при побудові моделі електропровідності дозволить виділити основні чинники, які змінюють електропровідність порід-колекторів. Нами пропонується створювати індивідуальні моделі електропровідності, які описують вплив геологічної ситуації на поле електропровідності та дають змогу визначити характер насичення породи-колектора за розподілом цього поля.

Для побудови індивідуальних моделей електропровідності розглянемо різні геологічні ситуації на прикладі мономіктових неглинистих пісковиків Тимофіївського, Куличихинського родовищ.

У роботі Г.В. Нестерова [6] вказано, що всі моделі, для яких електропровідність скелету породи прямує до нуля (чисті пісковики), можна описати формулою Арчі. Але зміна структури порового простору, геометрії окремих зерен відображаються у параметрі цементування, що створює складні співвідношення компонентів цементу, різні електрохімічні властивості зерен скелету породи та значну неоднорідність у поровому просторі. Тим самим ускладнюється визначення оптимального значення показника n у формулі Арчі.

Для порід з однорідним мінералогічним складом скелета породи (чисті пісковики, наприклад візейські пісковики ДДЗ із силікатним цементом), електропровідність описується двома компонентами і за формулою Арчі має вигляд:

$$\sigma_{нз} = K_n^m \cdot K_e^n \sigma_e, \quad (2)$$

де: σ_e – електропровідність пластової води, См/м;

K_n – коефіцієнт пористості, ч.од.;

K_e – коефіцієнт водонасичення, ч.од.;

$\sigma_{нз}$ – електропровідність нафтогазонасиченої породи, См/м.

Представлене емпіричне рівняння отримано за умови, що скелет породи має нескінченний електричний опір. Показник степеня m відображає узагальнену характеристику ступеня цементування породи, структуру і геометрію порового простору, а n відображає розподіл мінералізованої води у породі, змочуваність скелету та інші параметри.

Визначення параметрів m і n проводилось на колекції взірців, відібраних з продуктивного горизонту і досліджених у лабораторних умовах. Коли породи-колектори мають складну будову з макро- та мікро неоднорідностями, значення підрахункових параметрів матимуть низьку достовірність. Використання даних електрометрії свердловин під час підрахунку запасів призведе до похибки у визначенні коефіцієнта насичення.

Як видно, створювати емпіричні моделі для конкретних товщ сьогодні достатньо складно через малий об'єм відбору ядерного матеріалу і обмежену кількістю лабораторних досліджень петрофізичних характеристик.

Використовуючи результати лабораторних вимірів петрофізичних параметрів ($\rho_n, P_n, \rho_e, K_n, K_{np}, K_e, K_{e3}$) порід чистих пісковиків з Тимофіївського і Куличихинського родовищ, проведено дослідження відповідності моделі електропровідності Арчі до експериментально встановленої залежності. Колекторські властивості чистих пісковиків, які виповнюють продуктивні розриви свердловин досліджуваних родовищ, за лабораторними даними ядерного матеріалу характеризуються значеннями пористості від 6% до 23%, проникності – від 0,3 мкм² до 2000 мкм² та більше. Пісковики тонко-, дрібно- та середньозернисті, слабо- та міцноцементовані, щільні, шаруваті, слюдисті, подекуди вапнисті. По площі пісковики пластів-колекторів невитримані, ущільнюються, переходячи у неколектори. Для даних колекторів розрахунки ρ_n^p проведено за формулою:

$$\rho_n^p = \rho_e \cdot K_n^{-m} \cdot K_e^{-n}. \quad (3)$$

Значення опору води, що використовувалась для насичення взірців візейських відкладів, відповідає пластовій воді і дорівнює $\rho_e=0,015$ Ом. Показники степеня для залежностей $P_n=f(K_n)$, $P_n=f(K_e)$, що використовувались при підрахунку запасів на Тимофіївському родовищі, приймалися: $m=1,93$, $n=1,72$.

Проведені дослідження дозволили зіставити експериментальні і розрахункові значення електричного опору породи. Зіставлення проводилось у два етапи: спочатку встановлювався зв'язок розрахованих і вимірених значень електричного опору при умові, що $K_e=K_{e3}$, тобто включались тільки значення опору із мінімально можливою залишковою водою. Другий етап передбачав ці ж самі роботи, але вже при частковому насиченні породи. Результати досліджень параметрів, що характеризують ці зв'язки, збігаються. Встановлений зв'язок характеризується відносно невисоким коефіцієнтом кореляції – $R=0,81$. У діапазоні великих значень електричного опору спостерігається значна

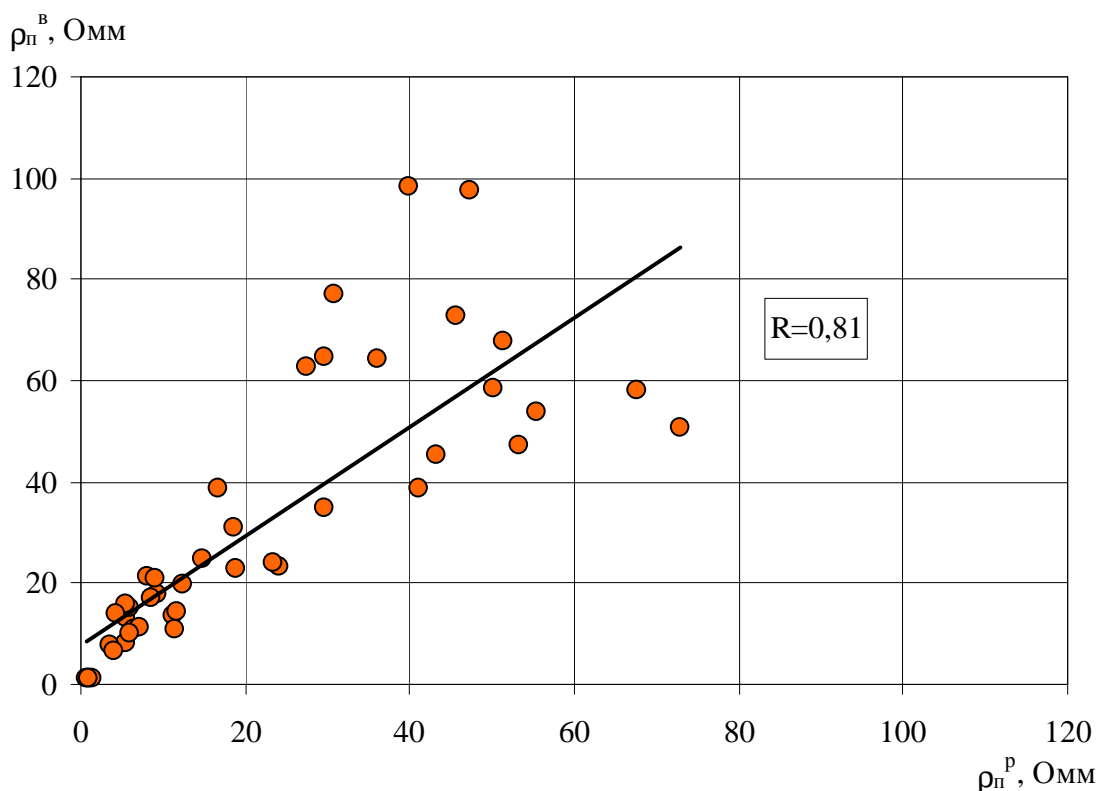


Рисунок 1 – Зіставлення питомого електричного опору ρ_n^B , виміряного на взірцях керну в лабораторних умовах, із розрахованими значеннями ρ_n^P (з врахуванням встановлених залежностей $P_n=f(K_n)$, $P_n=f(K_v)$, що охарактеризовані малими значеннями структурних показників n і m)

розбіжність точок, що, на нашу думку, підтверджує неоднорідність структурної будови гірських порід.

Спроби оптимізувати значення показників степеня m і n не призвело до збільшення коефіцієнта кореляції (рис. 1, $R=0,81$), тобто зміна величини показників степеня не зменшує розбіжності точок. Такий зв'язок вказує на те, що до колекції входять взірці гірських порід з неоднорідною будовою структури порового простору.

Виходячи із наведеного вище, нами проведено оцінювання і розподіл цих неоднорідностей на різні генеральні сукупності за геолого-геофізичними параметрами. До основних фізичних властивостей порід-колекторів нафтогазових покладів відносяться: об'єм порового простору, особливості взаємозв'язку рідинних фаз, які насичують пори; структура порового простору породи; властивості мінерального скелету. За визначенням Ханіна А.А., Енгельгарда В. [11, 12] структура порового простору колектора є функцією питомої поверхні і геометрії пор. Таким чином, взаємозв'язок фізичних властивостей порід-колекторів заданого геологічного об'єкта буде зумовлений, в основному, структурою порового простору. Слід зазначити, що пористість і питома поверхня мають чітку фізичну суть, і їх кількісні характеристики можна визначати експериментально як на керновому матеріалі, так і геофізичними методами дослідження свердловин. Дослідження кількісної

оцінки геометрії пор у лабораторних умовах пов'язано зі значними економічними та технологічними проблемами (метод ртутної порометрії тощо).

Багато наукових праць [13, 14] присвячені дослідженню структури порового простору, однак єдиного способу кількісної та якісної оцінки цього параметра не запропоновано. Можливість визначення параметра “структура порового простору” дозволить встановлювати залежності усіх фізичних властивостей порід-колекторів за даними пористості, питомої поверхні, геометрії пор і характеристик мінерального скелету. Тому вирішення проблеми оцінки структури порового простору є актуальною практичною задачею.

Структура порового простору гірських порід настільки складна і багатогранна, що визначення кількісних характеристик вимагає створення багатопараметричної моделі. Наприклад, поверхня порового простору може бути описана такими параметрами: формою поверхні, градієнтом нахилу поверхні, відстанню між точками дотику зерен скелету, формою уламків, формою каналу, звивистістю, об'ємом порового простору, питомою поверхнею тощо. Збільшення параметрів, які визначають структуру порового простору гірських порід, обумовлює невизначеність при її опису. Така постановка задачі зі встановлення параметричної оцінки структури порового простору значно ускладнює практичне визначення характеристик колекторів.

Розглянемо можливості уніфікованого комплексного підходу до оцінки параметра “структура порового простору”, який може об’єднати структуру і об’єм порового простору, діаметр пор, характеристику водонасичення та інші параметри.

Коефіцієнт водонасичення є одним із параметрів, який характеризує об’єм і структуру порового простору. Визначення коефіцієнта водонасичення колектора у лабораторних умовах проводиться методами капілярметрії. Криві капілярметрії вказують на розподіл коефіцієнта водонасичення від тиску і відображають структуру порового простору та особливості геометрії пор. Зв’язок залишкового водонасичення із структурою порового простору описується залежністю встановленою М. Левереттом у 1941 р., яка враховує фізичні властивості породи і рідини, що насичує колектор:

$$J(K_e) = \frac{P_k}{\sigma \cos \Theta} \sqrt{\frac{K_{np}}{K_n}}, \quad (4)$$

де: P_k – капілярний тиск, Па;
 σ – поверхневий натяг, $\times 10^{-3}$ Н/м.

В роботі Шейдегера А.Е. [15] показано, що функція М. Леверетта є універсальною характеристикою структури порового простору. Встановлено, що залежності $K_{e3} = J((P_k / \sigma \cos \Theta) \sqrt{K_{np} / K_n})$ для різних продуктивних горизонтів характеризуються власними значеннями $J(K_e)$ – функції для конкретного геологічного району, тобто залежність описує емнісно-фільтраційні властивості колектора з врахуванням структури порового простору.

Для зручної кількісної інтерпретації кривих капілярметрії і врахування параметрів зв’язку залишкового водонасичення з тиском початку вилучення рідини із капілярів Дж. Томіром [14] запропоновано описувати залежність (2.4) гіперболою в логарифмічних координатах:

$$\ln\left(\frac{1-K_e}{1-K_{e3}}\right) = -\chi \ln \frac{P_k}{P_0}, \quad (5)$$

де: $(1-K_e)$ – відносний об’єм пор, зайнятий нафтою за капілярного тиску P_k ;

$(1-K_{e3})$ – відносний об’єм пор, який зайнятий нафтою при нескінченному капілярному тиску;

P_0 – тиск початку витиснення рідини, Па;

χ – показник степеня гіперболи.

Альтернативною для визначення кривих капілярного тиску є методика центрифугування, яка дозволяє встановлювати зв’язок динаміки коефіцієнта водонасичення з електропровідністю колектора. У роботі Б.Ю. Вендельштейна, А.С. Горбенко [5, 16] показано, що цей метод порівняно з класичним методом напівпроникної мембрани дає високу ступінь збіжності результатів визначення K_{e3} .

У роботі проведені дослідження зв’язку зміни електричного опору породи з вмістом залишкової води при вилученні порової води з

колектора за умов зростання тиску. Виходячи з рівняння М. Леверетта (4), градієнт зміни залежності об’єму вилученої води від величини тиску, безпосередньо залежить від структури порового простору. Результати досліджень дадуть можливість отримати критерій для оцінки геологічних сукупностей за електричними властивостями і структурою порового простору, що дасть можливість оцінювати неоднорідність при встановленні залежності електричного опору та водонасичення.

Для дослідження зв’язку структури порового простору з функцією зміни електричного опору від вмісту залишкової води, використані результати вимірювань P_n і K_e , отримані методом центрифугування. Взірці керна описують візейські відклади з Куличихинського і Тимофіївського родовищ.

Розглянемо функцію $P_n = A/K_e^n$ і вивчимо зміну градієнта G у заданому діапазоні зміни аргументу K_e . Для кожного взірця, на якому проведено дослідження залежності електричного опору від вмісту води у поровому просторі, методом центрифугування розраховувалось значення G за відомою формулою $\Delta f(K_e)/\Delta K_e$. Нами вибрана ділянка зміни коефіцієнта залишкового водонасичення у межах (20÷70 %). Результати досліджень вказують на те що, зміна градієнта функції $P_n = A/K_e^n$ залежить від колекторських властивостей і структури порового простору. Характеристика емнісно-фільтраційних властивостей взірців за градієнтом зміни функції $P_n = f(K_e)$ при вилученні води дала підставу запропонувати новий підхід для створення моделі електропровідності чистих пісковиків, у якій враховується їхня структура порового простору.

Вище нами було вказано, що вибір параметрів n і m при зіставленні розрахованих значень ρ_n^p за моделлю Арчі і визначених у лабораторних умовах ρ_n^e мають значну розбіжність (рис. 1). У роботі [17] вказано, що n залежить від будови порового простору. Нами пропонується параметр n подавати, як $m \times \zeta(G)$. Функція $\zeta(G)$ – це нормована функція, що залежить від градієнта G , який, в свою чергу, є параметром, який залежить від структурної будови пор колектора. Тоді модель електропровідності матиме такий вигляд:

$$\rho_n^p = K_n^{-m \zeta(G)} K_e^{-n} \rho_e, \quad (6)$$

де G – градієнт функції $P_n = f(K_e)$.

Значення параметра n прийнято 2 ($n=2$).

На рисунку 2 наведено результати зіставлення значень ρ_n^p , розрахованих за формулою (6), із значеннями ρ_n^e , вимірними на кернавому матеріалі у лабораторних умовах. Встановлений зв’язок характеризується більшим коефіцієнтом кореляції $R=0,973$ у порівнянні із залежністю $\rho_n^e = f(\rho_n^p)$, представленою на рисунку 1. Спостерігається суттєве зменшення розбіжності значень електричного опору у діапазоні $K_e=4\div 15$ %. На високих значеннях K_e щільність точок збільшилась, але на меншу величину. Такий характер змін, враховуючи те, що K_e для розрахунків вибрано як залишкова вода, вказує

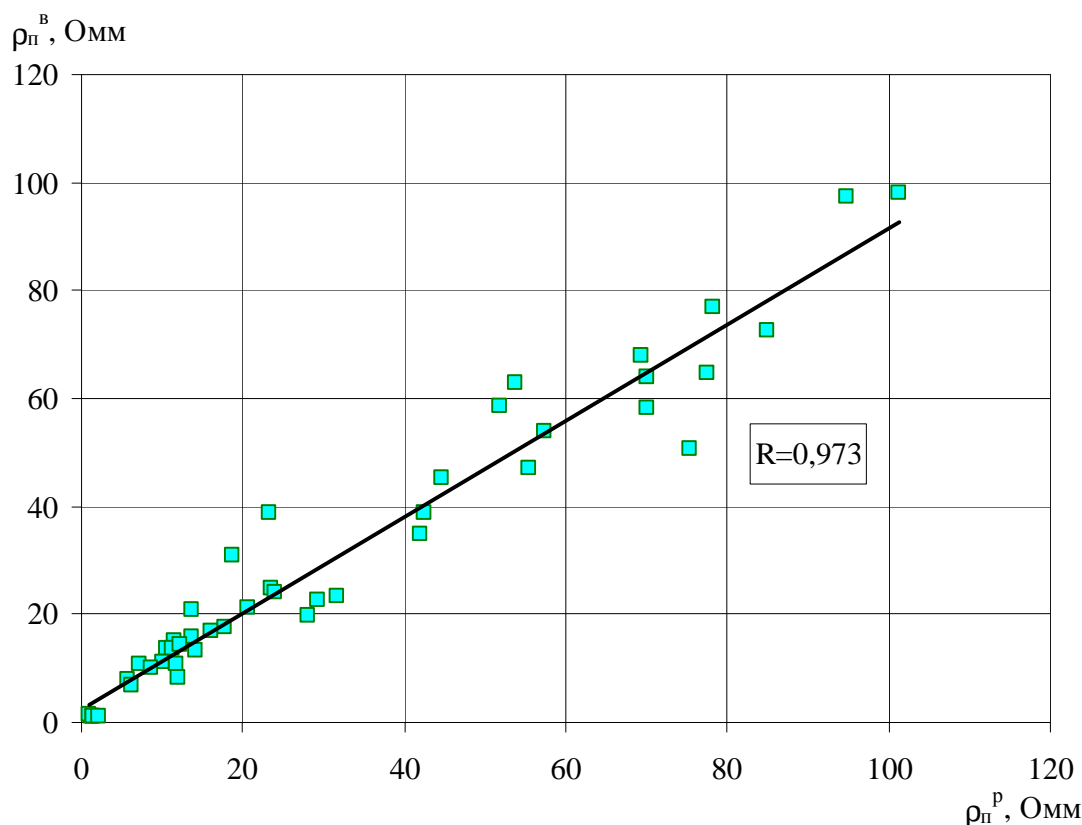


Рисунок 2 – Зіставлення питомого електричного опору ρ_n^e , виміряного на взірцях керну в лабораторних умовах, із розрахованими значеннями ρ_n^p (із врахуванням градієнта функції псевдокапілярметрії)

на домінуючий вплив структури порового простору на електричний опір породи і менший вплив кількості води для гранично насичених порід колекторів. Визначена величина K_{e3} шляхом витіснення води із пор породи максимально характеризує мікро- і макронеорідність структури порового простору. Градієнт, тобто швидкість вилучення води, залежить від діаметра пор, звивистості пор, об'єму порового простору, сполученості пор, кількості дрібно- і капілярних пор, співвідношення мікро- і макропор та інших властивостей. Використання параметра G , який несе інформацію про структуру порового простору гірських порід, виміряну у динамічному режимі, додає кількісну інформацію для опису колекторських властивостей, що зменшує невизначеність розв'язання задачі оцінки їх характеру насичення.

Отже, складна структура порового простору є основним чинником, що призводить до похибки у визначенні коефіцієнта насичення за даними методів електричного каротажу. Для врахування впливу складної будови структури порового простору на величину електропровідності, запропоновано новий підхід, для створення моделі електропровідності, в основі якої покладено врахування градієнта зміни функції $P_n=f(K_e)$. Ефективність запропонованого нами підходу підтверджена експериментальним моделюванням фізичних параметрів визначених на керновому матеріалі.

Література

- 1 Кобранова В.Н. Физические свойства горных пород (петрофизика) / В.Н. Кобранова. – М.: Государственное научно-техническое издательство нефтяной и горнотопливной литературы, 1962. – 490 с.
- 2 Дахнов А.В. Исследование связей между физическими свойствами максимально влажных терригенных пород и их проницаемостью: автореф. дис. канд. геол.-мин. наук: 04.00.12 “Геология” / А.В. Дахнов; МИНХиГП. – М., 1975. – 21 с.
- 3 Элланский М.М. Петрофизические основы комплексной интерпретации данных ГДС: Методическое пособие / М.М. Элланский. – М.: ГЕРС, 2001. – 229 с.
- 4 Леонтьев Е.И. Моделирование в петрофизике / Е.И. Леонтьев. – М.: Недра, 1978. – 124с.
- 5 Вендельштейн Б.Ю. О связи между параметром пористости, коэффициентом поверхностной проводимости, диффузионно-адсорбционными свойствами терригенных пород / Б.Ю. Вендельштейн // Труды МИНХ и ГП. – М.: Гостоптехиздат, 1960. – № 31. – С. 16-30.
- 6 Нестерова Г.В. Математические модели электропроводности двухкомпонентных сред и формула Арчи (по материалам публикаций) / Г.В. Нестерова // НТВ Каротажник. 2008. – № 8(173). – С. 80 – 101.

- 7 Кнеллер Л.Е. Электрические, электромагнитные методы и программное обеспечение определения сопротивлений на основе моделирования / Кнеллер Л.Е., А.П. Потапов // Науч.-техн. вестник "Каротажник". – 2006. – №7-8 (148-149). – С. 160-173.
- 8 Определение глинистости по данным гамма-каротажа с учетом локальных геологических условий / Старостин В.А., Бардовский В.Я., Филатова Т.И. // Нефтяная промышленность сер. «Нефтегазовая геология и геофизика», экспр. инф. – 1987. – №11. – С. 14-18.
- 9 Карпенко А.Н. Петрофизические модели терригенных глинистых пород с учетом коэффициента слоистости глин / А.Н. Карпенко // Наук. вісник НГАУ. – 2001. – №5. – С. 14-16.
- 10 Изотова Т.С. Оценка пористости пород по кривых бокового микрокаротажа / Т.С. Изотова, А.О. Гриельская // Геология нефти и газа. – 1973. – №8. – С. 71-76.
- 11 Ханин А.А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение / А.А. Ханин. – М.: Недра, 1969. – 368 с.
- 12 Энгельгард В. Поровое пространство осадочных пород / В. Энгельгард, пер. с немец. Геймана М.А. – М.: Недра, 1964. – 231 с.
- 13 Ромм Е.С. Структурные модели порового пространства горных пород / Е.С. Ромм. – Л.: Недра, 1985. – 240 с.
- 14 Иванов В.А. Структура порового пространства коллекторов нефти и газа / В.А. Иванов, В.Г. Храмов, Д.О. Дияров // Труд. КНИГНИ. – М.: Недра, 1974. – № 9. – 96 с.
- 15 Шейдеггер А.Э. Физика течения жидкости через пористые среды / А.Э. Шейдеггер. – М.: Гостехиздат, 1960. – 249 с.
- 16 Вендельштейн Б.Ю. Исследование связи между параметром насыщения и коэффициентом водонасыщения для полимиктовых песчаников и алевролитов месторождений Узень и Жетыбай : в кн. [Петрофизика и промысловая геофизика] / Б.Ю. Вендельштейн, А.С. Горбенко : Труды Моск. ин-та нефт. и газ. пром-сти. – М.: Недра, 1969. – № 89. – С. 33-40.
- 17 Нестерова Г.В. Математические модели электропроводности двухкомпонентных сред и формула Арчи (по материалам публикаций) / Г.В. Нестерова // НТВ Каротажник. – 2008. – №8(173). – С 80 – 101.

Стаття надійшла до редакційної колегії

21.11.11

Рекомендована до друку професором

Федоришиним Д.Д.

О ВЛИЯНИИ КОНСТРУКТИВНЫХ ПАРАМЕТРОВ АЛМАЗНОЙ ОДНОСЛОЙНОЙ КОРОНКИ НА ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРУШЕНИЯ ПОРОДЫ НА ЗАБОЕ

¹А.А. Каракозов, ¹М.С. Попова, ²Р.К. Богданов, ²А.П. Загора

¹ Донецкий национальный технический университет, Украина 83001, Донецьк, Артема 58,
тел.: (062) 3010709, e-mail: info@dgту.donetsk.ua

² Институт сверхтвёрдых материалов им. В.Н. Бакуля НАН Украины,
04074, Киев, ул.Автомобильная, 2; тел.: (044) 4688640, факс: (044) 4688625,
e-mail: alcon@ism.kiev.ua

Наведено залежності для розрахунку максимального заглиблення алмазів сектора одношарової коронки протягом циклу руйнування з метою визначення кількості цих циклів і заглиблення коронки за один оборот. Представлено схему розміщення алмазів в секторі коронки. Наведено розрахункові характеристики руйнування породи на вибої. Представлено графіки зміни величини заглиблення алмазів по траєкторії, яку проходять алмазні різці вздовж лінії різання за цикл руйнування. Надані рекомендації щодо вибору схеми розкладання алмазів для одношарових коронок.

Ключові слова: алмаз, одношарова коронка, поглиблення, цикл руйнування, схема розкладки

Приведены зависимости для расчета максимальной углубки алмазов сектора однослойной коронки на протяжении цикла разрушения, для определения количества этих циклов и углубки коронки за один оборот. Представлена схема размещения алмазов в секторе коронки. Приведены расчетные характеристики разрушения породы на забое. Представлены графики изменения величины углубки алмазов по траектории, проходимой алмазными резцами по линии резания за цикл разрушения. Предоставлены рекомендации по выбору схемы раскладки алмазов для однослойных коронок.

Ключевые слова: алмаз, однослойная коронка, углубка, цикл разрушения, схема раскладки

The article describes the method of calculation deepening diamond crowns for single-layer circulation, depending on the design parameters of single-layered crown. The estimation of the maximum deepening diamond sector during the cycle of destruction, determined the number of cycles per revolution and deepening. Illustrates the layout of diamonds in the crown of the sector. The calculated characteristics of the destruction of rocks on the bottom. Graphs of changes in the magnitude deepening diamonds along the path traversed by diamond cutters to cut through a cycle of destruction. Advice on selecting circuit layouts diamonds.

Keywords: field, pool, well, production, development, gas.

Использование в однослойных алмазных коронках крупных синтетических алмазов нового поколения позволит повысить эффективность бурения скважин в породах VI–IX категорий. В то же время проектирование новых конструкций коронок должно базироваться на уточнённых расчётных моделях взаимодействия алмазов с забоем, что необходимо как для оценки их прочностных характеристик, так и для определения механической скорости бурения.

Для оценки прочностных характеристик алмазов необходимо знать степень и глубину их углубления в породу и характер её изменения в процессе работы. Этот же параметр, наряду с количеством циклов разрушения породы (съёма слоя породы с поверхности забоя) за один оборот коронки вокруг своей оси фактически определяет величину механической скорости бурения.

В настоящее время расчёт глубины углубления алмаза в породу h_a обычно производится из условия симметричного распределения осевой нагрузки на все алмазы коронки [1-4]:

$$h_a = \frac{P_a}{\pi R P_{ум}}, \quad (1)$$

где: P_a – усилие, действующее на алмаз; R – радиус алмаза; $P_{ум}$ – твердость породы по штампу.

Однако при этом не учитываются особенности работы алмазных резцов при движении коронки на забое как единой системы, что оказывает влияние на их взаимодействие с забоем и нарушает симметричное распределение углубления алмазов в породу в процессе бурения.

В тоже время В.Ф. Казика [5] показал, что в импрегнированных коронках алмазы первого ряда, установленного в начале сектора, будут внедряться в породу на большую величину, чем все остальные алмазы последующих рядов сектора. При этом величина углубления алмазов определялась по заданной механической скорости бурения (что в явном виде не позволяет определить зависимость углубления от осевой нагрузки). Отношение глубин внедрения алмазов первого и последующего рядов в породу (λ) определялось отношением длины промывочного канала (l_n) к расстоянию между алмазами в линии резания (l_a), а количество циклов разрушения ξ – по формуле

$$\xi = \frac{\pi d_1}{l_a + l_n}, \quad (2)$$

где d_l – диаметр окружности внутренней линии резания.

Предварительный анализ данных В.Ф. Казики [5] показал, что предложенные им зависимости не могут быть использованы при рассмотрении работы однослойных коронок из-за их конструктивных отличий от импрегнированных коронок и требуют уточнения.

В связи с этим была проведена работа по определению зависимостей величины углубления алмазных резцов в забой в течение цикла разрушения и количества этих циклов от схемы размещения алмазов в секторе, позволяющих рассчитывать углубление коронки за оборот.

В процессе исследований рассматривались коронки с радиальной схемой расположения алмазов по торцу матрицы, определяемой по методике Н.В. Цыпина [6]. При этом принималось допущение, что области, описываемые зонами внедрения алмазов разных линий резания, не перекрывают друг друга, в крайнем случае, только лишь соприкасаются. Это достаточно типичная ситуация при работе алмазной коронки, что подтверждается экспериментальными данными [1]. При рассмотрении работы коронки использовалось понятие рабочего ряда – минимальной совокупности радиальных рядов, считая от переднего торца сектора, алмазы в которых перекрывают все линии резания.

Для коронки с несколькими рабочими рядами, в которых алмазы в первом и последнем радиальном ряду сектора находятся на разных линиях резания, максимальное углубление в течение цикла наблюдается у алмазов первого рабочего ряда [7], и она будет равна

$$h_{\max} = h_a \left(2 - \frac{n_1}{n_a} \right), \quad (3)$$

где: n_1 – количество алмазов в первом рабочем ряду, n_a – количество алмазов в секторе.

Из формулы (3) следует, что максимальное углубление алмазов в течение цикла не может быть больше двойного первоначального углубления h_a , а при $n_1 = n_a$, т.е. когда алмазы в секторе представлены одним рабочим рядом, алмазы на протяжении цикла разрушения будут работать равномерно и без перегрузок:

$$h_{\max} = h_a. \quad (4)$$

Это позволяет рассматривать конструкцию коронки с одним рабочим рядом алмазов в секторе как наиболее выгодную с точки зрения нагружения алмазов. Следует отметить, что похожий вывод об эффективности импрегнированных коронок с одним радиальным рядом алмазов был сделан В.Ф. Казикой [5] при определении коэффициента λ в случае равенства значений l_n и l_a .

Для коронки с несколькими рабочими рядами, в которых алмазы в первом и последнем радиальном ряду сектора находятся на одной линии резания, максимальное углубление в течение цикла наблюдается у алмазов второго радиального ряда [8], и она будет равна

$$h_{\max 2} = h_a \left(2 + \frac{n_{11} - n_{12}}{n_a} - \frac{n_1 n_{11}}{n_a^2} \right), \quad (5)$$

где: n_{11} – количество алмазов в первом радиальном ряду; n_{12} – количество алмазов во втором радиальном ряду; $n_1 = n_{11} + n_{12}$.

Если в первом и втором радиальном ряду имеется равное количество алмазов, то максимальное углубление в течение цикла определяется как

$$h_{\max 2} = h_a \left(2 - \frac{n_1^2}{2n_a^2} \right). \quad (6)$$

В этом случае максимальное углубление алмазов в течение цикла не может быть больше двойного первоначального углубления h_a , но и не меньше, чем $1,78h_a$ (в случае 3-х радиальных рядов):

$$\begin{aligned} \min(h_{\max} / h_a) &= 1,78; \\ \max(h_{\max} / h_a) &= 2. \end{aligned}$$

Если количество алмазов в первом и втором радиальном ряду неравно ($n_{11} - n_{12} = 1$), то максимальное углубление в течение цикла определяется как

$$h_{\max 2} = h_a \left(2 + \frac{1}{n_a} - \frac{n_1^2 + n_1}{2n_a^2} \right). \quad (7)$$

В этом случае

$$\begin{aligned} \min(h_{\max} / h_a) &= 1,89; \\ \max(h_{\max} / h_a) &= 2,04. \end{aligned}$$

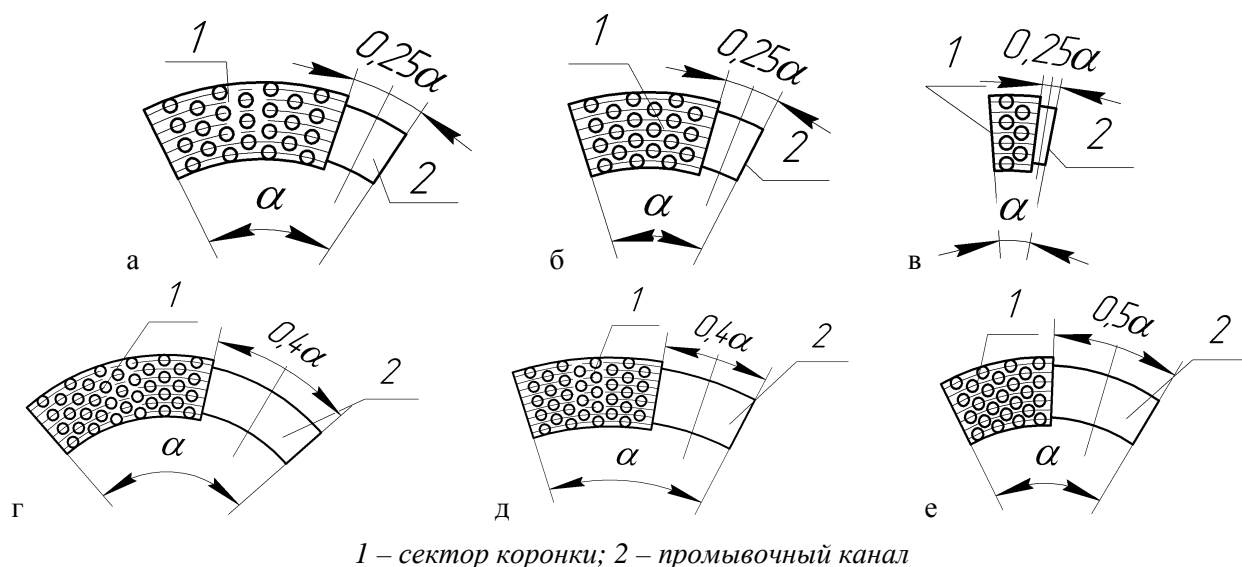
Из формул (3)–(7) видно, что максимальное углубление алмазов в течение цикла разрушения не зависит от геометрических параметров коронки (длины промывочного канала и расстояния между алмазами в линии резания), а определяется только количеством алмазов в секторе и рабочем ряду, что кардинально отличается от зависимостей, полученных для импрегнированных коронок [5].

Зная величину внедрения алмазных резцов в горную породу за один цикл разрушения и количество таких циклов, можно определить значение углубления за один оборот, а, следовательно, и механическую скорость бурения.

Для этого были рассмотрены конструкции однослойных алмазных коронок диаметром 59, 76 и 93 мм, армированных алмазами диаметром 1,5 мм (крупность 32 шт/карат). Схемы раскладки алмазов в секторах коронок приведены на рис. 1. При этом рассматривались коронки с различным отношением длин сектора (l_c) и промывочного канала (l_n), измеряемых по одной линии резания.

Продолжительность цикла разрушения определяется перемещением алмазов первого рабочего ряда сектора на место двух последних радиальных рядов предыдущего сектора, причём она зависит от схемы раскладки алмазов в секторе.

Графики изменения величины углубления алмазов по траектории, проходимой алмазными



Алмазы в первом и последнем радиальном ряду находятся на:
 а) одних линиях резания ($l/L_n=3$); б) разных линиях резания ($l/L_n=3$); в) разных линиях резания (сектор содержит один рабочий ряд, $l/L_n=3$); г) одной линии резания ($l/L_n=1,5$); д) разных линиях резания ($l/L_n=1,5$); е) одних линиях резания ($l/L_n=1$)

Рисунок 1 – Схема раскладки алмазов в секторе коронки

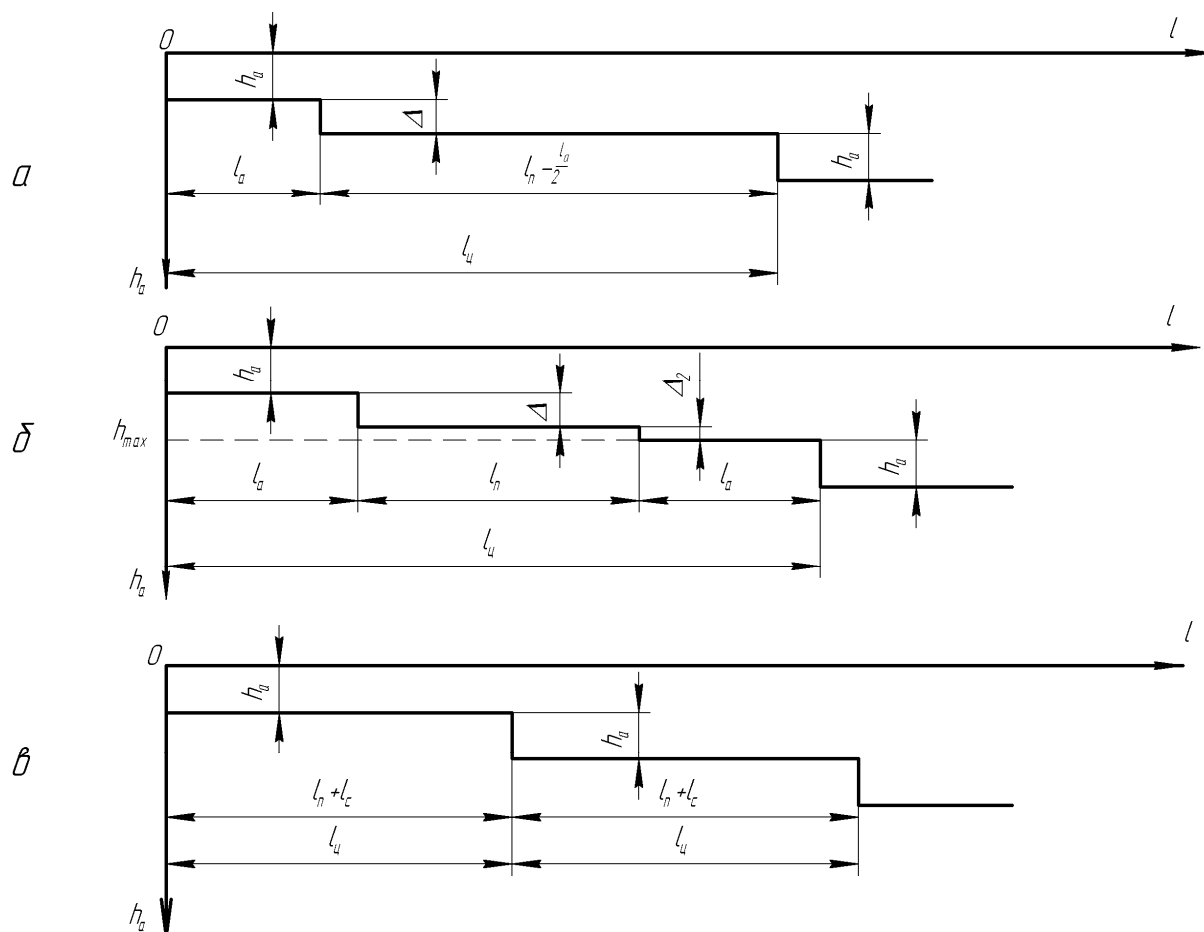


Рисунок 2 – Цикл работы коронки с несколькими рабочими рядами в секторе с расположением алмазов первого и последнего радиальных рядов на разных линиях резания (а); с несколькими рабочими рядами в секторе с расположением алмазов первого и последнего радиальных рядов на одних и тех же линиях резания (б); с одним рабочим рядом в секторе (в) (l_c – длина сектора)

Таблица 1 – Расчётные характеристики разрушения породы на забое

Диаметр коронки, мм	Схема раскладки алмазов в секторе (из показанных на рис. 1)	Количество			h_{max}/h_a	Количество циклов разрушения за оборот	Углубление за оборот (кратно h_a)
		секторов	алмазов в секторе	алмазов в коронке			
59	рис. 1а	6	25	150	1,995	12,10	$24,13h_a$
	рис. 1б	8	21	168	1,666	25,54	$42,56h_a$
	рис. 1в	24	7	168	1	24	$24h_a$
	рис. 1г	4	39	156	2,007	7,81	$15,67h_a$
	рис. 1е	6	25	150	1,995	9,72	$19,39h_a$
76	рис. 1а	8	28	224	1,959	16,11	$31,55h_a$
	рис. 1б	14	16	224	1,5	40,50	$60,75h_a$
	рис. 1в	32	8	256	1	32	$32h_a$
	рис. 1г	6	36	216	1,975	11,03	$24,72h_a$
	рис. 1е	8	21	168	1,927	12,87	$24,80h_a$
93	рис. 1а	10	32	320	1,987	20,09	$39,92h_a$
	рис. 1б	12	27	324	1,666	37,64	$72,95h_a$
	рис. 1в	38	9	342	1	38	$38h_a$
	рис. 1д	8	36	288	1,75	18,14	$31,74h_a$
	рис. 1е	10	32	320	1,987	18,85	$37,45h_a$

резцами по линии резания за цикл разрушения, для коронки с различными схемами раскладки приведены на рис. 2.

Перемещение алмазного резца за цикл разрушения (l_y) для коронки с размещением алмазов первого и последнего радиального ряда в секторе на разных линиях резания определяется по формуле:

$$l_y = l_n + l_a / 2. \quad (8)$$

Тогда количество циклов разрушения за оборот для данной схемы раскладки можно определить по формуле:

$$\xi = \frac{\pi d_1}{l_n + l_a / 2}. \quad (9)$$

В случае, когда алмазы первого и последнего радиальных рядов находятся на одной линии резания, каждый из алмазов за цикл разрушения проходит путь

$$l_y = l_n + 2l_a. \quad (10)$$

Следовательно, количество циклов за один оборот коронки в данном случае можно определить по формуле:

$$\xi = \frac{\pi d_1}{l_n + 2l_a}. \quad (11)$$

Для коронки с сектором, содержащим один рабочий ряд, эти соотношения будут иметь вид:

$$l_y = l_n + l_c, \quad (12)$$

$$\xi = \frac{\pi d_1}{l_n + l_c}, \quad (13)$$

где l_c – длина сектора алмазной коронки.

Формулы (9), (11) и (13) не совпадают с аналогичной формулой (2), предложенной ранее для импрегнированных коронки [5].

С учётом формул (3)–(13) были проведены расчеты максимального углубления в цикле разрушения, количества этих циклов и углубления за оборот для приведенных выше конструкций однослойных алмазных коронки. Результаты расчётов приведены в табл. 1.

Анализ данных таблицы показывает, что наибольшее количество циклов разрушения горной породы за оборот соответствует коронке с несколькими рабочими рядами в секторе с расположением алмазов первого и последнего радиальных рядов на разных линиях резания (т.е. с целым количеством рабочих рядов) при соотношении $l_c/l_n=3$. При этом коронка с одним рабочим рядом в секторе обеспечивает несколько меньшее количество циклов разрушения. Если же учесть максимальное углубление алмазов первого рабочего ряда в цикле разрушения, то при одинаковой осевой нагрузке, приходящейся на единичный алмаз, коронка с одним рабочим рядом в секторе уже значительно проигрывает с точки зрения углубления за оборот. Однако она, по-видимому, имеет дополнительный резерв по возможности увеличения осевой нагрузки, поскольку все её алмазы на контакте с породой будут испытывать такое же сопротивление, как и алмазы первого рабочего ряда коронки с целым количеством рабочих рядов, при повышенных (в 1,5-2 раза) осевых нагрузках. В этом случае, углубление за оборот коронки с одним рабочим рядом в секторе будет сравнима с этим показателем для коронки с целым количеством рабочих рядов в секторе, но при этом её алмазы будут нагружаться и изнашиваться более равномерно.

Коронки с несколькими рабочими рядами в секторе с расположением алмазов первого и последнего радиальных рядов на одних линиях резания обеспечивают наибольшее углубление алмазов из первого рабочего ряда во время цикла разрушения по сравнению с остальными коронками. Однако по количеству циклов разрушения эти коронки значительно (в два раза и более) уступают коронкам с целым количеством рабочих рядов в секторе, в т.ч. и с одним рабочим рядом. Поэтому такие коронки, в лучшем случае, по величине углубления за оборот могут быть сравнимы с коронками с одним рабочим рядом в секторе, причём резерва по увеличению осевой нагрузки, в отличие от последних, у них нет.

Для коронок с одинаковой раскладкой алмазов в секторе, конструкции которых отличаются длиной промывочного канала, углубление за оборот снижается с увеличением отношения длины канала к длине сектора. При этом коронки с целым числом рабочих рядов могут значительно ухудшать свои показатели по углублению за оборот. Таким образом, увеличение относительной длины промывочного канала приводит к улучшению очистки забоя от шлама, однако снижает эффективность разрушения породы на забое, что свидетельствует о необходимости поиска его оптимальных размеров.

Выводы

Полученные результаты позволяют оценить максимальное углубление алмазов сектора в течение цикла разрушения, количество этих циклов и углубление за оборот в зависимости от конструктивных параметров однослойной коронки. Они отличаются от имеющихся соотношений для импрегнированных коронок.

Установлено, что при прочих равных условиях наибольшее углубление за оборот соответствует коронкам с несколькими рабочими рядами в секторе с расположением алмазов первого и последнего радиальных рядов на различных линиях резания (т.е. с целым количеством рабочих рядов). Наибольшее количество циклов разрушения за один оборот соответствует этим же коронкам и коронкам с одним рабочим рядом в секторе, при этом последние имеют резерв по увеличению осевой нагрузки и более равномерное нагружение алмазов при работе на забое.

Поскольку полученные соотношения позволяют учесть особенности конструкции однослойных алмазных коронок при оценке механической скорости бурения, то они должны учитываться в методике определения конструктивных параметров и при разработке технологических рекомендаций по применению этого вида породоразрушающего инструмента.

Литература

1 Корнилов Н.И. Буровой инструмент для геологоразведочных скважин: справочник / Н.И. Корнилов, Н.Н. Бухарев, А.Т. Киселев и др; под ред. Н.И. Корнилова. – М.: Недра, 1990. – 395 с.

2 Чихоткин В.Ф. Исследование техники и технологии бурения геолого-разведочных скважин и разработка нового поколения алмазного породоразрушающего инструмента / В.Ф. Чихоткин. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 1997. – 241 с.

3 Соловьев Н.В. Ресурсосберегающая технология алмазного бурения в сложных геологических условиях / В.Ф. Чихоткин, Р.К. Богданов, А.П. Загора. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 1997. – 332 с.

4 Зыбинский П.В. Сверхтвердые материалы в геологоразведочном бурении: Монография / Р.К. Богданов, А.П. Загора, А.М. Исонкин. – Донецк: Норд-Пресс, 2007. – 244 с.

5 Казика В.Ф. Один из аспектов расчета буровых коронок при проектировании / В.Ф. Казика // Применение синтетических алмазов в бурении: сб. науч. тр. – Л.: ВИТР, 1991. – С.38-47.

6 Цыпин Н.В. Износостойкость композиционных алмазосодержащих материалов для бурового инструмента / Н.В. Цыпин. – К.: Наук. думка, 1983. – 191 с.

7 Каракозов А.А. О процессе взаимодействия алмазов с забоем скважины при работе однослойных коронок / А.А. Каракозов, М.С. Попова, Р.К. Богданов, А.П. Загора // Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент – техника и технология его изготовления и применения: сб. науч. тр. – 2011. – Вып. 14. – С. 78-85.

8 Каракозов А.А. О влиянии схем раскладки алмазов однослойных коронок на их нагружение при взаимодействии с забоем скважины / А.А. Каракозов, М.С. Попова, Р.К. Богданов, А.П. Загора // Материалы международной конференции «Форум горняков-2011», (г. Днепропетровск, 2004). – Днепропетровск: ГВУЗ «НГУ», 2011. – С. 35-38.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
09.06.11
Рекомендована до друку професором
Черновим Б.О.*

ДОСЛІДЖЕННЯ НАПРУЖЕНО-ДЕФОРМОВАНОГО СТАНУ В БУРИЛЬНІЙ ТРУБІ, ЩО МІСТИТЬ ТРІЩИНУ

В.В. Турлич, Т.М. Даляк, О.Ю. Витязь, В.В. Перепічка

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42123,
e-mail: math@nuing.edu.ua

Для попередження аварій із бурильною колоною, що містить тріщину, потрібно знати напружено-деформований стан в околі дефекту, за яким можна дослідити закономірності росту втомної тріщини, чинники впливу, а також її критичні розміри. Для цього методом скінчених елементів розраховано основний розрахунковий параметр лінійної механіки руйнування – коефіцієнт інтенсивності напружень (КІН).

Згідно з принципом декомпозиції задачі фрагмент бурильної колони, що містить еліптичну тріщину, розбили на скінченні елементи. Щоб змодельовати кореневу особливість в околі вершини дефекту сітку суттєво згущено, використано спеціальні елементи.

Розглянуто послідовність скінчено-елементних моделей для різних параметрів еліптичної тріщини. З допомогою серії розрахунків залежно від можливого місця локалізації дефекту при дії заданих навантажень на виділену частину труби досліджено напружено-деформований стан моделей, методом апроксимації переміщень берегів тріщини обчислено максимальні значення коефіцієнтів інтенсивності напружень в районі її фронту.

Ключові слова: бурильна колона, тріщина, коливання.

Для предупреждения аварий с бурильной колонной, содержащей трещину, необходимо знать напряженно-деформационное состояние в окрестности дефекта, по которому можно исследовать закономерности роста усталостной трещины, факторы влияния, а также её критические размеры. Для этого по методу конечных элементов рассчитан основной расчётный параметр линейной механики разрушения – коэффициент интенсивности напряжений (КИН).

Согласно принципу декомпозиции задачи, фрагмент бурильной колонны содержащий эллиптическую трещину, разбили на конечные элементы. Для моделирования корневой особенности в окрестности вершины дефекта сетка существенно загущена, использовались специальные элементы.

Рассмотрена последовательность конечно-элементных моделей для разных параметров эллиптической трещины. При помощи серии расчетов, в зависимости от возможного места локализации дефекта, при воздействии заданных усилий на выделенную часть трубы, исследовано напряженно-деформационное состояние моделей методом аппроксимации перемещений границ трещины рассчитаны максимальные значения коэффициентов интенсивности напряжений в районе её фронта.

Ключевые слова: бурильная колонна, трещина, колебания.

For warning of failures with a boring column, that contains a crack, it is needed to know the tense-deformed being at a neighbourhood defect, on the basis of which it is possible to explore conformities to the law of growth of tiresome crack, factors which on it influence, and also its critical sizes. For the decision of this important problem the basic calculation parameter of linear mechanics of destruction is calculated - coefficient of intensity of tensions (KITTY) with application of method of complete elements.

Using principle of decomposition of task from a boring column cut out its piece, that contains an elliptic crack. He was dashed on scinchenni elements, in the neighbourhood tops of defect a net substantially rolls up, to model a root feature the special elements are used.

The sequence of complete-element models is considered for different parameters of elliptic crack. With the help of series of calculations depending on the possible place of localization of defect at action of the set loadings on the selected part of pipe the naprougeno-deformovaniy being of models is explored, by the method of approximation of moving of banks of crack the maximal values of coefficients of intensity of tensions are calculated at the district of its front.

Keywords: rod, drill column, creak, oscillation.

Попередні дослідження свідчать, що елементи бурильної колони з тріщиною експлуатуються довгий час. Здійснивши перевірочний аналіз аварійних ситуацій згідно з рекомендованими методиками [1], ми переконались, що в місцях зламу існує значний запас міцності. Це вказує на практичну недосконалість поширених методів розрахунку, що не враховують в повному обсязі напружено-деформований стан (НДС) в околі вершини тріщини пошкодженої труби.

Для дослідження НДС в характерному перерізі колони, де знаходиться тріщина, використовуємо основний розрахунковий параметр лі-

нійної механіки руйнування – коефіцієнт інтенсивності напружень (КІН), який обчислимо методом скінчених елементів.

Виходячи з проведеного аналізу, щодо тріщини приймемо такі припущення:

1) тріщина розвивається в одній площині, перпендикулярній до діючого навантаження;

2) коефіцієнти інтенсивності напружень (КІН) повністю визначають напружено-деформований стан в околі фронту тріщини;

3) тріщина має півеліптичну форму із характерними розмірами: малою піввіссю – a_0 , та великою – L_0 .

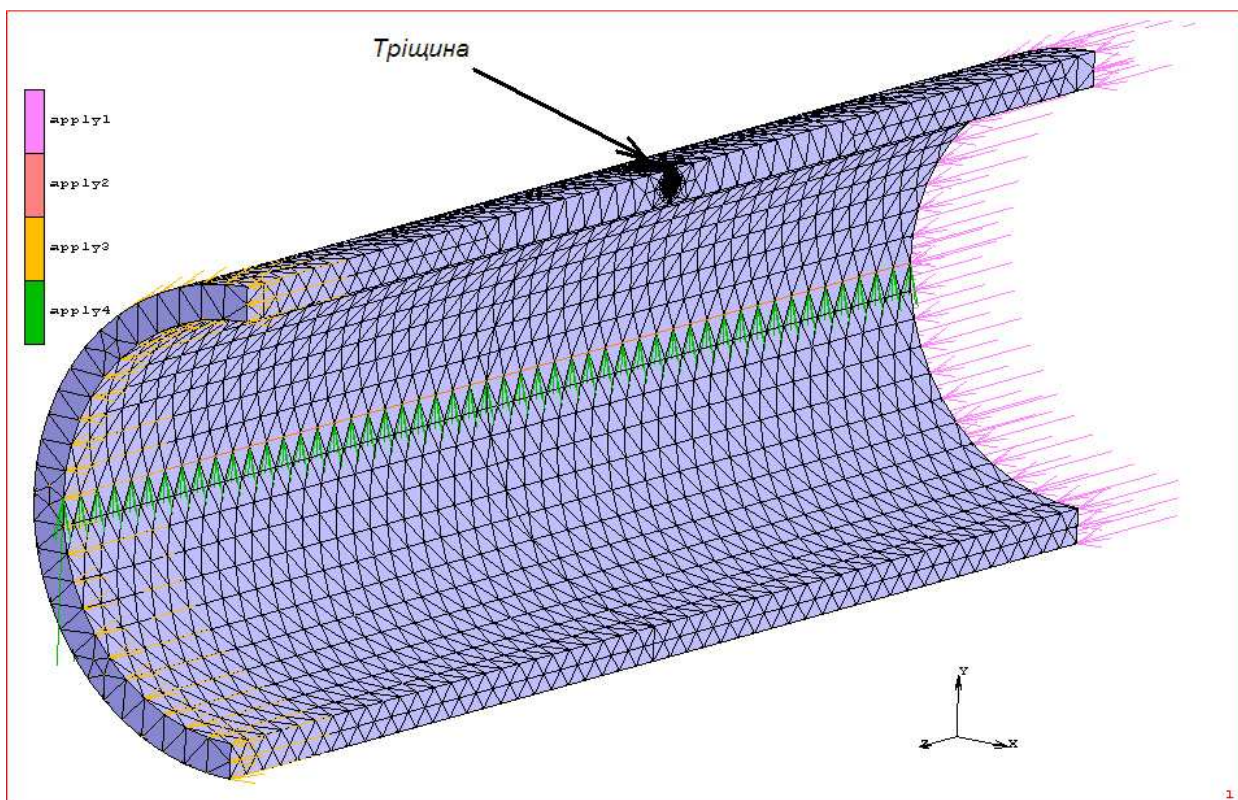


Рисунок 1 – Модель вирізаного фрагмента бурильної колони з тріщиною

Використовуючи розв'язок задачі про коливання бурильної колони [2], яка не містить тріщини, визначаємо загальний НДС бурильної колони з врахуванням того, що крайові ефекти в районах торців зникають на довжині $2,5\sqrt{R_m t}$ [3], де R_m , t – відповідно середній радіус та товщина труби. Далі умовно вирізаємо частину труби з тріщиною завдовжки не менше $2H=2,5\sqrt{R_m t} + 6L_0$ та розглядаємо рівновагу елемента конструкції з врахуванням вже відомих розв'язків (рис. 1).

Розрахунок КІН здійснено методом скінченних елементів. До торців вирізаної частини труби прикладено поле переміщень, отримане із задачі про коливання стержня без тріщини. Важливим моментом у побудові розв'язку сформульованої задачі є вибір типів елементів та генерація скінченно-елементної сітки. У нашому випадку вона має здебільшого регулярну структуру, і складається з стандартних лінійних елементів тетраедричної форми. В околі фронту тріщини виконано згущення сітки з використанням квадратичних елементів: стандартний елемент модифікований в сингулярний шляхом зсуву на $1/4$ довжини ребра так, щоб реалізувати функцію форми з кореневою особливістю. Кінцева модель з вписаною тріщиною складає близько 12000 вузлів та 20000 елементів залежно від розмірів тріщини. Загальний вигляд скінченно-елементної моделі вирізаної частини труби наведено на рис. 1.

Розглянуто послідовність скінченно-елементних моделей труби, які відрізнялись лише

розмірами тріщини. За допомогою серії розрахунків визначено напружено-деформований стан моделей при дії стаціонарних навантажень. Ці величини для моделі фрагменту глибиною тріщини 5 мм подано на рисунках 3, 4; розподіл еквівалентних напружень Мізеса по фронту тріщини. Зазначимо, що zdeформований елемент зображено для наочності з врахуванням коефіцієнта масштабування.

Поступово збільшуючи навантаження та задовольняючи граничні умови для кожного кроку, визначено параметри напружено-деформованого стану та обчислено J-інтеграл. Методом апроксимацій J-інтеграла з врахуванням сформульованих припущень обчислено максимальні значення коефіцієнтів інтенсивності напружень K_I вздовж фронту тріщини.

Для статичного навантаження розглянуто три випадки різних розмірів тріщин: 1 – $a_0 = 3$ мм, $L_0 = 3,5$ мм; 2 – $a_0 = 5$ мм, $L_0 = 5,9$ мм; 3 – $a_0 = 7$ мм, $L_0 = 8,3$ мм. На основі результатів чисельного моделювання одержано величини КІН, розподіл яких залежно від відносного видовження подано на рис. 6. З графіків можна зробити висновок, що при максимальному відносному видовженні КІН не досягають критичних значень (напр., для сталі 40ХН2МА, з якої виготовлені бурильні труби $K_{fc} = 96 \text{ МПа}\sqrt{\text{м}}$) і можуть бути використані для розрахунку залишкової довговічності пошкодженої труби.

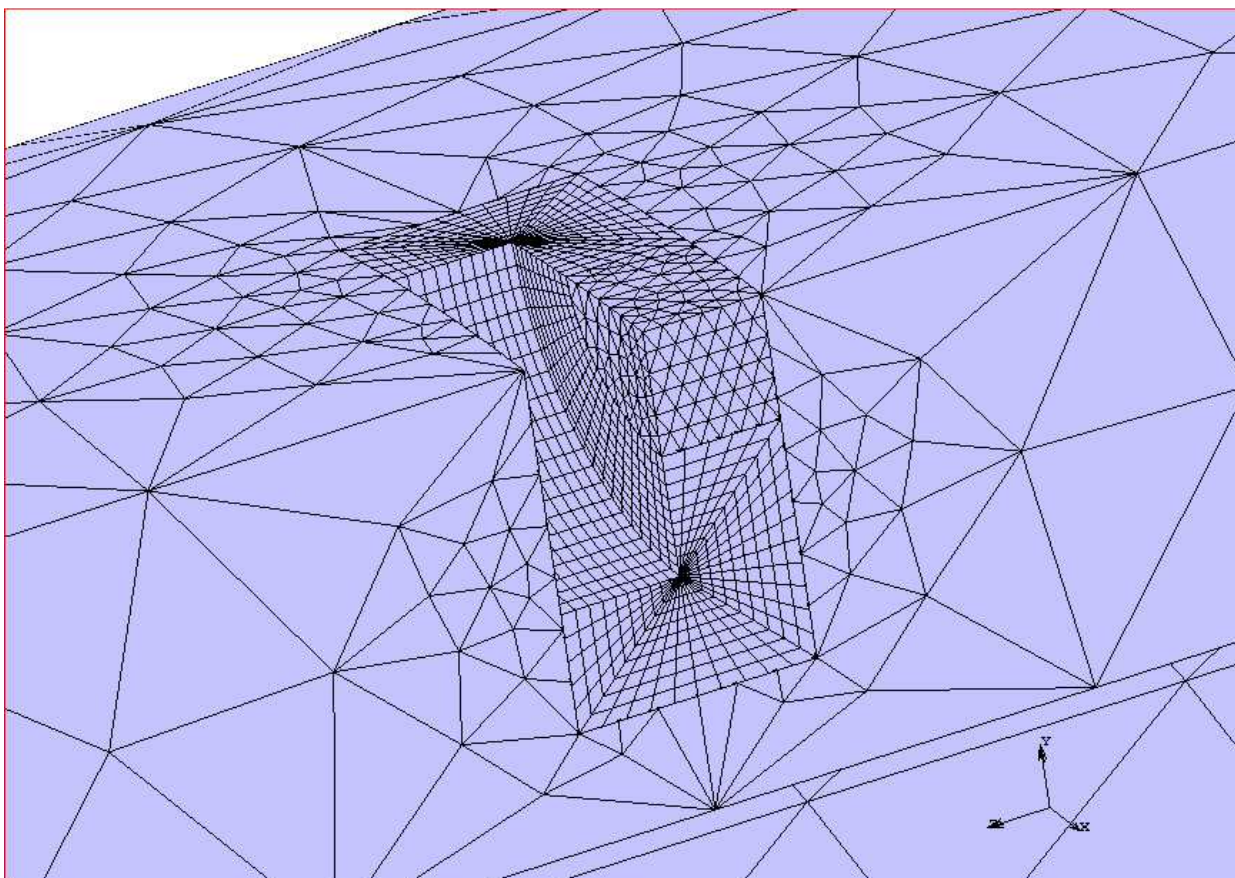


Рисунок 2 – Скінченно-елементна модель тріщини глибиною $a_0 = 5$ мм

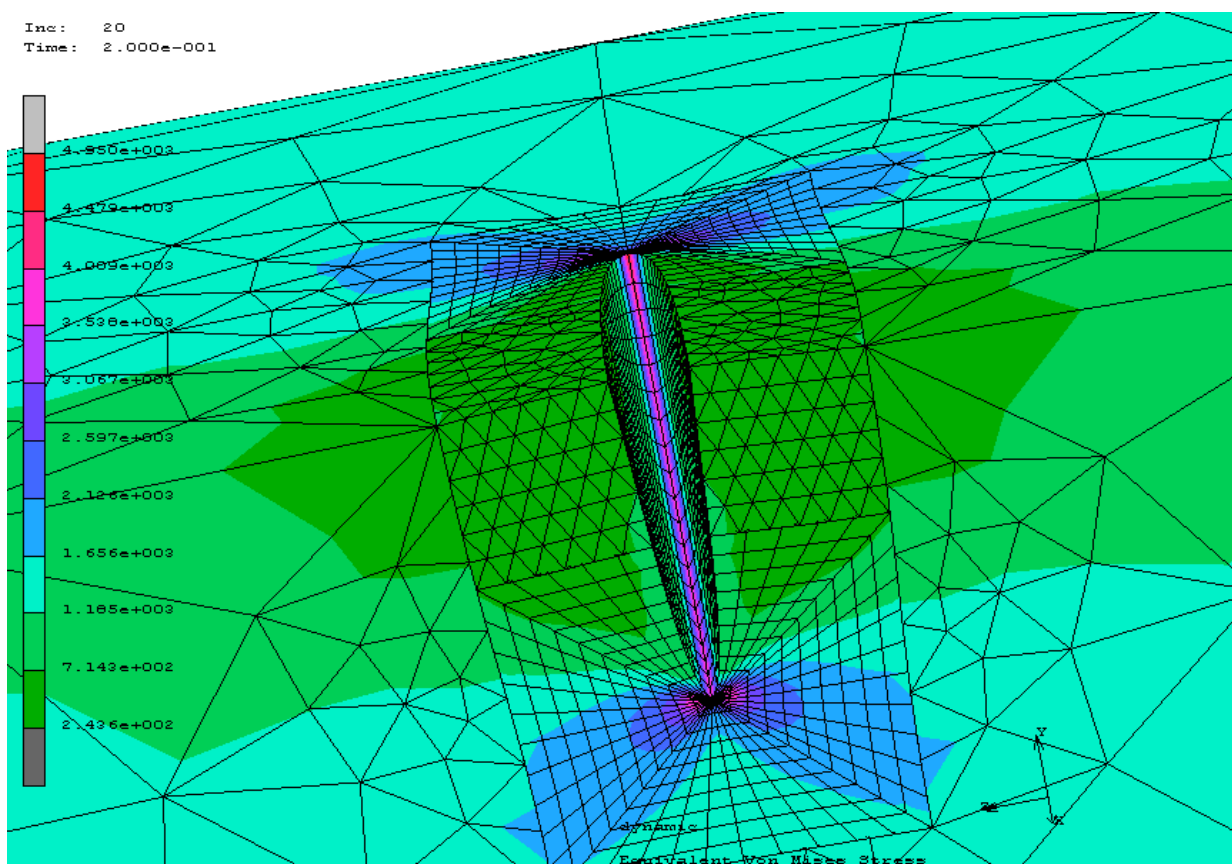


Рисунок 3 – Напружено-деформований стан в околі фронту тріщини глибиною 5 мм

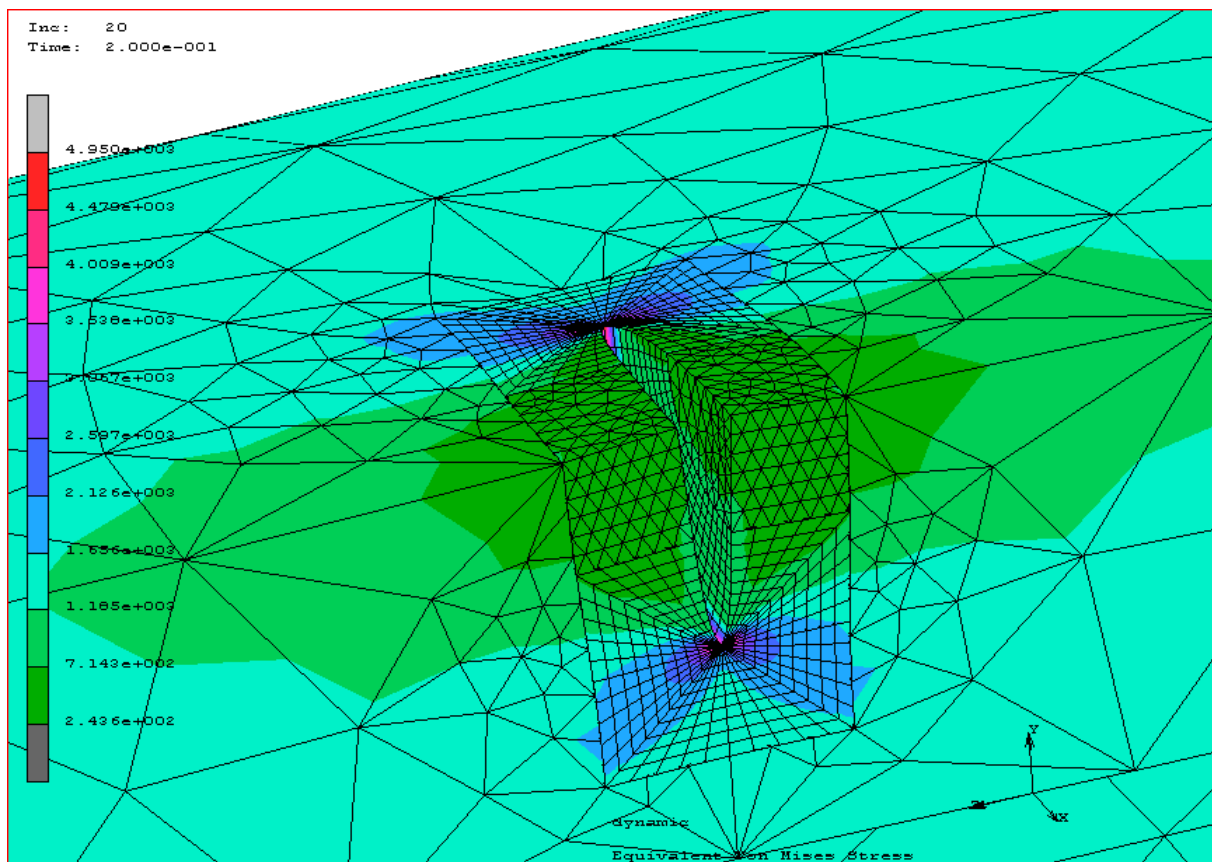
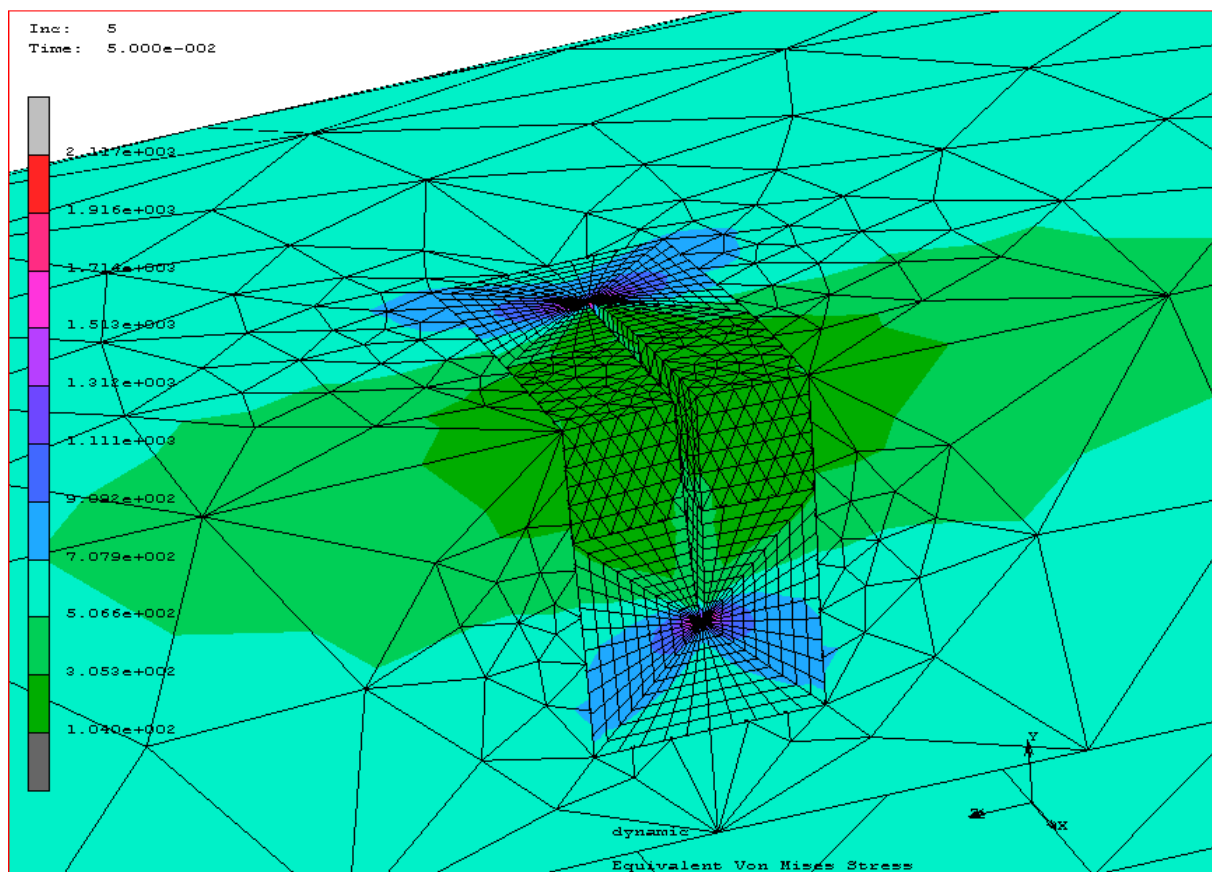


Рисунок 4 – Переміщення в околі фронту тріщини глибиною 5 мм, що відповідає величині поздовжньої деформації $\epsilon_z = 10^{-4}$ та $\epsilon_z = 2,5 \cdot 10^{-3}$

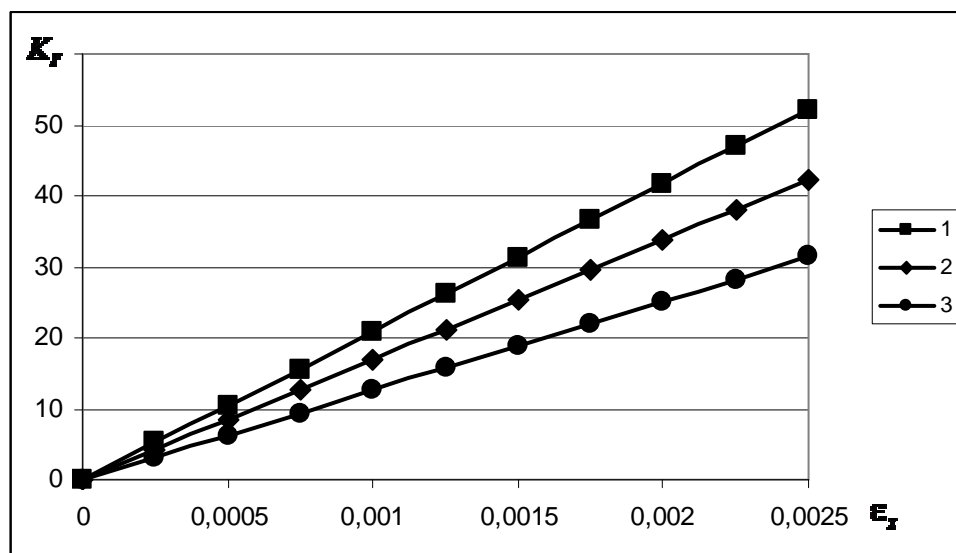


Рисунок 5 – Залежності КІН від відносного видовження для різних розмірів тріщини

Література

1 Инструкция по расчёту бурильных колонн [Текст]. – Куйбышев: ВНИИТнефть, 1986. – 130 с.

2 Перепічка В.В. Дослідження коливних процесів в бурильній колоні з урахуванням зосереджених чинників пружності та в'язкості в крайових областях // В.В. Перепічка, В.В. Тирлич, Т.М. Даляк, В.Д. Яцишин // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2010. – № 3(36). – С. 30-34.

3 Морозов Е.М. Метод конечных элементов в механике разрушения [Текст] / Е.М.Морозов, Г.П. Никишков. – М.: Наука, 1980. – 254 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії
23.11.11

Рекомендована до друку Оргкомітетом
науково-технічної конференції
“Нафтогазова енергетика – 2011”,
яка відбулася в ІФНТУНГ
10-14 жовтня 2011 р.

МОДЕЛЮВАННЯ ПОШИРЕННЯ АЕРОЗОЛІВ В ПРОЦЕСІ РУЧНОГО ЗВАРЮВАННЯ ПРИ РЕМОНТІ ТА БУДІВНИЦТВІ ЛІНІЙНОЇ ЧАСТИНИ МАГІСТРАЛЬНИХ ТРУБОПРОВОДІВ У ПОЛЬОВИХ УМОВАХ

¹Я.В. Куровець, ²Я.М. Семчук

¹ Івано-Франківське управління філії ВРТП «Укргазенергосервіс» ДК «Укртрансгаз»,
76000, м. Тисмениця, вул. Галицька, 91, тел. (0342) 552758;
e-mail: VRTPIV@ITSIV.ua

² ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42196,
e-mail: bzh d@ a s. n u n g. e d u. u a

Обґрунтовано, що основними фізичними процесами, які визначають механізм поширення зварювального аерозолу в атмосферному повітрі, є дифузія у поєднанні з дисперсією та конвективним переносом.

Встановлено, що за відсутності вітру аерозольний дим змішується з повітрям лише за рахунок молекулярної дифузії.

Запропоновано профілі концентрації аерозольної хмари від безперервного точкового джерела, яким є місце ручного зварювання на відкритому повітрі.

Показано, що хмара аерозолу, що розповсюджується за вітром, безперервно розсіюється. При цьому частинки дифундують у всіх напрямках, і концентрація їх у хмарі швидко знижується.

Запропоновано модель поширення зварювального аерозолу від наземного джерела на відкритому повітрі.

Ключові слова: магістральний трубопровід, аерозоль, моделювання.

Обосновано, что основными физическими процессами, определяющими механизм распространения сварочного аэрозоля в атмосферном воздухе, является диффузия в сочетании с дисперсией и конвективным переносом.

Установлено, что при отсутствии ветра аэрозольный дым смешивается с воздухом только за счет молекулярной диффузии.

Предложены профили концентрации аэрозольного облака от непрерывного точкового источника, которым является место ручной сварки на открытом воздухе.

Показано, что облако аэрозоля, распространяющееся по направлению ветра, непрерывно рассеивается. При этом частицы диффундируют в всех направлениях, и концентрация их в облаке быстро снижается.

Предложена модель распространения сварочного аэрозоля от наземного источника на открытом воздухе.

Ключевые слова: магистральный трубопровод, аэрозоль, моделирование.

The article proves that the basic physical processes which determine the mechanism of distribution of welding aerosol in the atmosphere is the diffusion combined both with dispersion and conventional transfer.

It has been found that under windless condition aerosol smoke mixes with air through the process of molecular diffusion only.

The profiles of concentration aerosol smoke cloud were suggested achieved from continuous point source as the place of manual outdoor welding. It has been shown that the aerosol cloud spreading to the wind continuously dissipates, the particles diffuse in different directions and their concentration in the cloud decreases rapidly.

The model of welding aerosols distribution acquired form terrestrial open air sources.

Keywords: main pipeline, aerosol, model.

Постановка проблеми, актуальність та доцільність досліджень. Система постачання в Україні є складною енергетичною системою, що характеризується великою потужністю, значною довжиною (близько 36,6 тис. км), складною структурою, різним віком і станом магістральних газопроводів. Старіння газопроводів, велика кількість аварій і ушкоджень на лінійній частині серйозно ускладнюють процес технічної експлуатації об'єктів газотранспортної системи, збільшують матеріальні витрати.

У цих умовах набуває актуальності завдання забезпечення надійності функціонування газотранспортних систем з метою безперебійного постачання газу, зниження втрат газу, запобігання аварій і забруднення навколишнього

середовища. Причому проблема безпеки і екологічності магістрального транспорту газу вимагає особливої уваги з обліком можливих катастрофічних наслідків аварій і несправностей.

З огляду на той факт, що аварійність магістральних газопроводів залишається досить високою, а темпи їх «старіння» значно випереджають темпи виконання капітального ремонту, одним з головних засобів підтримки експлуатаційної надійності лінійної частини є система технічного обслуговування і ремонту, що включає великий об'єм газозварювальних робіт і, як наслідок, збільшується ймовірність впливу процесів зварювання на здоров'я працюючих.

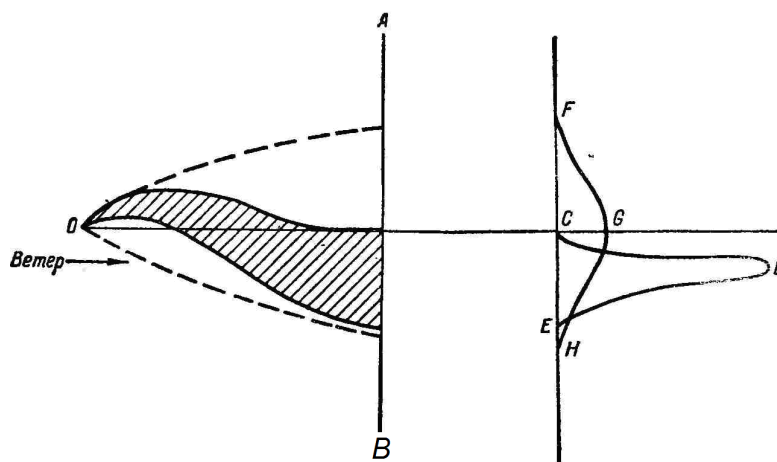


Рисунок 1 – Миттєвий (*CDE*) і усереднений за часом (*FGH*) профілі концентрації аерозольної хмари від безперервного точкового джерела

Зварювання магістральних газопроводів під час їх ремонту та будівництві проводиться як в напіввідкритому просторі (підземні трубопроводи), так і у відкритому (наземні газопроводи). У першому і другому випадку в основному застосовують ручне електрозварювання, що характеризується значним впливом шкідливих речовин на організм людини, оскільки відстань від місця зварювання до зварювальника складає всього 20-30 см. Величина впливу залежить від виду покриття електродів (основний чи целюлозний), від методів зварювання (електроконтактний, під флюсом, у середовищі захищених газів тощо).

Шкідливі речовини, що виділяються при зварюванні, утворюють у повітрі аерозоль, складовими якого є пил (розмір часток більший 10^{-3} см), хрому (розмір часток 10^{-3} - 10^{-5} см), дим (розмір частинок менший 10^{-5} см). Механізм поширення аерозолів у повітрі вимагає спеціального розгляду, що можна здійснювати методом математичного моделювання, оскільки тут відіграють такі фізико-хімічні процеси, як конвективний перенос, поздовжня та поперечна дисперсія, молекулярна дифузія.

Аналіз літературних джерел. Закономірності утворення зварювальних аерозолів при дуговому зварюванні та механізм їх поширення у навколишньому середовищі розглянуто у роботах В.М. Ельтермана [1], Н.А. Фукса [2], Х. Гріна [3], Ю.А. Полукарпова [4], О.Г. Левченка [5], що стосуються машинобудівної та хімічної промисловості. Моделювання поширення зварювальних аерозолів на об'єктах газової промисловості, зокрема при ручному зварюванні трубопроводів, висвітлено ще недостатньо.

Мета роботи. Дослідити механізм поширення зварювального аерозолю в атмосферному повітрі під впливом метеорологічних чинників.

Виклад основного матеріалу. У процесі зварювання наземних магістральних газопроводів поведінка аерозольних хмарин в атмо-

фері суттєво залежить від метеорологічних чинників.

Форма аерозольної хмари в атмосфері залежить, насамперед, від розташування, типу і форми її джерела, що може знаходитися практично на рівні землі (наприклад, наземний димовий генератор) або на значній висоті (наприклад, заводська труба). Це – приклади джерел, що діють безперервно. Але іноді випускання аерозольної хмари відбувається майже миттєво як, наприклад, у разі вибухання димової гранати.

У даній статті розглядаються лінійні джерела (труби), що складаються з низки точкових джерел (місця зварювання), розташованих уздовж прямої лінії, зазвичай під прямим кутом до напрямку вітру.

У процесі зварювання наземних труб при помірному вітрі аерозольний дим від точкового джерела розповсюджується за вітром у вигляді довгого конічного факела, що розширюється у вертикальному і горизонтальному напрямках.

Якщо дивитися згори, то у деякий момент часу факел має вигляд заштрихованої фігури на рисунку 1. Він коливається з одного боку в інший, і протягом декількох хвилин може покрити площу між пунктирними лініями. Якщо провести миттєвий відбір проб диму в точках, розташованих уздовж прямої АВ, і побудувати криву розподілу концентрації в поперечному перетині факела, то отримаємо криву *CDE* з високим піком і вузькою основою. Проте, якщо проводиться безперервний відбір проб в тих самих точках протягом декількох хвилин, то поперечний профіль концентрації *FGH* стає значно ширшим і нижчим. У роботі ми розглядатимемо саме ці усереднені за часом значення концентрації.

За „ламінарного” вітру дим змішувався б з повітрям лише за рахунок молекулярної дифузії, і ступінь розпливання хмари був би надзвичайно малим. Проте природний вітер зазвичай турбулентний і характеризується наявністю численних безладно рухомих вихорів різної протяжності, починаючи з декількох сантиметрів. Ми ще не маємо повного уявлення про

природу вихорів. Сучасна метеорологія намагається виразити їх структуру через співвідношення між турбулентними швидкостями в різні моменти часу або в різних точках простору, але для наших цілей простіше розглядати вихори як об'єми повітря, які, як і молекули в газі, переносять масу, момент руху і тепло з однієї ділянки простору в іншій за рахунок безперервного перемішування з навколишнім повітрям. Якщо неможливо вказати властивості, що відрізняють окремий вихор від решти маси повітря, це означає, що він повністю „розчинився” в атмосферному повітрі. Таким чином, хмара аерозолі, що розповсюджується за вітром, безперервно розсіюється. При цьому частинки дифундують у всіх напрямках, і їх концентрація в хмарі швидко зменшується.

Турбулентність нижніх шарів атмосфери викликана як механічними, так і тепловими процесами. Внаслідок тертя шарів повітря до земної поверхні вітер стає поривчастим, а тепла турбулентність зумовлена нестійкістю повітряних шарів, що одержують тепло від нагрітої сонцем поверхні землі. Ступінь турбулентності нижніх шарів атмосфери сильно залежить від години, хмарності і топографії місцевості. Якщо нижні шари повітря не нагріваються і не втрачають тепло, то і з висотою температура змінюється дуже мало; атмосфера перебуває в стані байдужої рівноваги, і турбулентність повітря викликається, насамперед, механічними причинами. З посиленням сонячного нагрівання стійкість атмосфери порушується, падіння температури з висотою збільшується, і турбулентність значно зростає. Температурний градієнт, при якому дим швидко розсіюється у всіх напрямках, зазвичай досягається у погожі дні, приблизно за годину після сходу сонця і закінчується за годину до його заходу. У погожі тихі ночі теплове випромінювання з поверхні землі викликає інверсію температурного градієнта. Атмосферна турбулентність при цьому мінімальна, і розсіювання диму різко сповільнюється.

Таким чином, в ступені турбулентності атмосфери поблизу земної поверхні ясно виражені добові зміни. За середнього вертикального температурного градієнта і швидкості вітру можна скласти безрозмірну функцію, відому під назвою числа Річардсона. Згідно з експериментальними даними, саме це число, а не вказані вище чинники окремо, визначає ступінь турбулентності.

Турбулентність проявляється у вигляді флуктуації швидкості вітру відносно середнього значення. Крім того, флуктуації посилюються під дією перешкод на шляху вітру - дерев, будівель, пересіченої місцевості. Різко виражені топографічні особливості (горби, долини, міста) можуть викликати крупні, стійкі вихори. Коли долина нагрівається сонцем, повітря рухається вгору схилами і знову опускається вниз в центрі долини. Пізніше вітер, що дме схилом угору, стихає, і в результаті вечірнього охолодження повітря, дотичного з верхніми частинами схилів, створюється „катабатична” циркуляція, при якій повітряні потоки спрямовують-

ся схилами вниз, і за наявності джерела промислових викидів в долині можуть виникнути дуже високі місцеві концентрації повітряних забруднень.

Щоб перейти від чисто якісних описів до кількісної теорії турбулентного розсіювання в нижніх шарах атмосфери, необхідний відповідний математичний апарат. Він повинен оперувати такими вимірюваними величинами, які при відомій метеорологічній структурі нижньої атмосфери давали б можливість розрахувати концентрацію і інші властивості хмари в будь-якій точці. Цілком задовільної теорії турбулентної дифузії ще не створено, проте існує декілька наближених теорій.

Перші моделі поширення домішок в атмосфері з'явилися в середині ХХ століття, але теоретичні основи до появи таких моделей були закладені набагато раніше – в 20-30-і роки. Вони базувались на роботах з вивчення розподілу метеоелементів в приземному шарі атмосфери і на спостереженні про схожість процесів переносу тепла, кількості руху, розсіювання домішок та можливості використовувати їх під час моделювання цих процесів [4,6,7].

Ще на початковому етапі побудови моделей, що описують дифузію домішки в атмосфері, виділяли два підходи. Перший, що базувався на розв'язанні рівняння турбулентної дифузії з постійними коефіцієнтами, описаний в роботах А. Робертса. Другий підхід ґрунтується на статистичному описі процесу поширення концентрації домішки, був запропонований М.Е. Берляндом [8]. Тут розділ домішку поблизу точкового джерела, яким власне і є точка ручного зварювання на відкритому повітрі, підпорядковується закону розподілу Гауса.

$$C(x, y, z, \tau) = \frac{M \left(\tau - \frac{x}{U_a} \right)}{2\pi U_a \sigma_y (x + x_{vy}) \sigma_z (x + x_{vz})} \times \left\{ \frac{y^2}{2\sigma_y^2 (x + x_{vy})} \right\} \cdot \left\{ \frac{(z - h_0)^2}{2\sigma_z^2 (x + x_{vz})} \right\} \quad (1)$$

де: C – концентрація зварювального аерозолі, мг/м³;

x, y, z – координати;

τ – час, с;

M – маса аерозолі, що викидається в атмосферу, г/с;

U_a – швидкість вітру, м/с;

σ_z – коефіцієнт поперечної дисперсії, м²/с;

σ_y – коефіцієнт поздовжньої дисперсії, м²/с;

x_{vz}, x_{vy} – відстань від джерела викиду, м.

Рівняння (1) розв'язували за початкових і граничних умов $C(\tau = \tau^*, x = x_0, y = 0, z = h_0)$.

Маємо:

$$C = \frac{M \left(\tau^* - \frac{x_0}{U_a} \right)}{2\pi U_a \sigma_z (x_0 + x_{vz}) \cdot \sigma_y (x_0 + x_{vy})} \quad (2)$$

тобто, за даною формулою можна визначити у певний момент часу (τ^*) концентрації шкідливих речовин у зоні, що відповідає висоті зварювального факела (h_0).

Два вирази, отримані М.Е. Берляндом [8], дозволяють визначити концентрацію аерозолі, що утворюється в димі зварювального факела, % (г/см³) у даній точці хмари, якщо відомі швидкість емісії речовини (матеріалу електрода і зварювального дроту) і деякі метеорологічні дані.

Безперервне точкове джерело, розташоване на рівні землі, продуктивністю Q г/сек дає концентрацію аерозолі:

$$\chi_T(x, y, z) = \frac{2 \cdot Q}{\pi \cdot C_y \cdot C_z \cdot \tilde{u} \cdot x^{2-n}} \times \exp \left[-x^{n-2} \cdot \left(\frac{y^2}{C_y^2} + \frac{z^2}{C_z^2} \right) \right], \quad (3)$$

де: x, y, z – просторові координати, м (джерело знаходиться в початку координат), відносяться відповідно до напрямів уздовж вітру, уперек вітру і вертикально до поверхні; \tilde{u} – середня швидкість вітру, м/с; C_y і C_z – узагальнені коефіцієнти турбулентної дифузії; n – параметр, числове значення якого змінюється між 0 і 1 залежно від стійкості атмосфери (Сеттон прийняв $n=1/5$ при сильній нестійкості, $n=1/4$ за нейтральних умов, $n=1/3$ для помірної інверсії і $n=1/2$ для сильної інверсії).

На рисунку 2 наведено розрахований в середовищі Maple розділ концентрації аерозолі від точки зварювання за вихідних параметрів:

- > $Q := 10$ г/с
- > $C_y := 10$
- > $C_z := 10$
- > $u := 5$ м/с
- > $n := 1.5$

$$f(x, y, z) = \frac{2 \cdot Q}{\pi \cdot C_y \cdot C_z \cdot u \cdot x^{2-n}} \times e^{-x^{n-2} \cdot \left(\frac{y^2}{C_y^2} + \frac{z^2}{C_z^2} \right)}$$

$$f := (x, y, z) \rightarrow \frac{2Qe^{-x^{n-2} \cdot \left(\frac{y^2}{C_y^2} + \frac{z^2}{C_z^2} \right)}}{\pi \cdot C_y \cdot C_z \cdot u \cdot x^{2-n}}$$

Безперервне, нескінченно довге лінійне джерело, розташоване перпендикулярно до напрямку вітру, продуктивністю Q г/(сек·см) дає:

$$\chi_{II}(x, z) = \frac{2 \cdot Q}{\pi^{1/2} \cdot C_z \cdot \tilde{u} \cdot x^{1-n/2}} \times \exp \left[-\frac{z^2}{C_z^2 \cdot x^{2-n}} \right]. \quad (4)$$

> $plot3d(f(x, y, 0), x = 0..50, y = 0..50);$

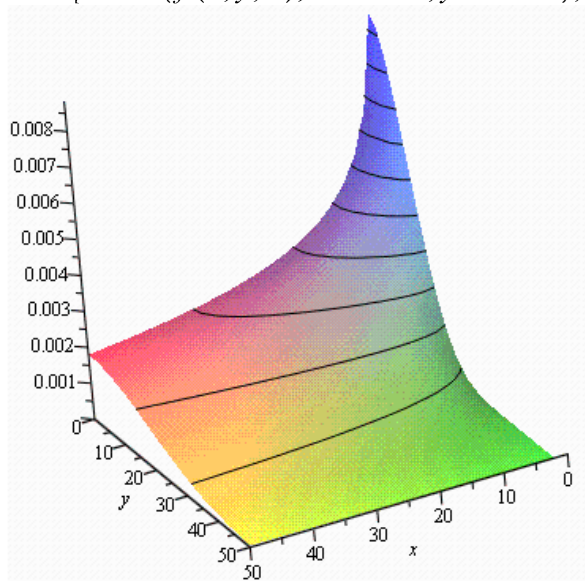


Рисунок 2 – Зміна концентрації аерозолі, г/см³ на поверхні як функція координат x та y за заданих значеннях узагальнених коефіцієнтів турбулентної дифузії

> $plot3d(f(x, 0, z), x = 0..50, z = 0..5);$

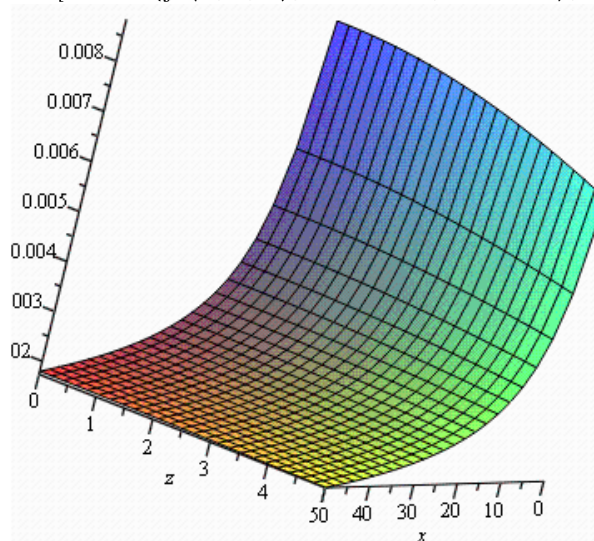


Рисунок 3 – Зміна концентрації аерозолі, г/см³ на поверхні угору як функція координат x та z за заданих значеннях узагальнених коефіцієнтів турбулентної дифузії

Тут просторові координати x, y, z (джерело в початку координат) відносяться відповідно до напрямів уздовж вітру, уперек вітру і до вертикального; \tilde{u} – середня швидкість вітру, C_y і C_z – узагальнені коефіцієнти турбулентної дифузії; n – параметр, числове значення якого змінюється між 0 і 1 залежно від стійкості атмосфери (Сеттон прийняв $n=1/5$ при сильній нестійкості, $n=1/4$ за нейтральних умов, $n=1/3$ для помірної інверсії і $n=1/2$ для сильної інверсії).

Інтеграція обох частин рівнянь (3) і (4) за часом дає співвідношення між загальною кількістю випущеного джерелом за певний час ре-

човиною і масою речовини, зібраної при безперервному пропусканні диму в даній точці через фільтр протягом цього ж часу. Ці співвідношення справедливі, незалежно від того, чи буде продуктивність джерела постійною в часі, чи ні, і корисні на практиці, оскільки простіше виміряти повний приріст фільтра, ніж концентрацію. Інший корисний висновок: що проінтегрована по y від $-\infty$ до $+\infty$ концентрація від точкового джерела продуктивністю Q чисельно рівна концентрації на такій же відстані від лінійного джерела з продуктивністю $Q/см$.

З аналізу цих рівнянь випливає, що концентрація прямо пропорційна продуктивності джерела і приблизно зворотно пропорційна швидкості вітру. Вимірювання в димових хмарах підтвердили, що для точкового джерела розподіл концентрації в поперечному і вертикальному напрямках приблизно описується кривою Гауса з тією лише відмінністю, що унаслідок віддзеркалення від поверхні землі вертикальний розподіл відповідає лише одній половині цієї кривої. При $n=1/4$, що відповідає дифузії над порослим травом рівним підвищенням в умовах адіабатичного градієнта, з рівнянь (3) і (4) випливає, що максимальна концентрація (відповідна $y=z=0$) повинна зменшуватись з відстанню u напрямі вітру як $x^{-1,75}$ – для точкового джерела і як $x^{-0,88}$ – для нескінченного лінійного джерела. Цей висновок добре узгоджується з експериментальними даними, отриманими для газових і димових хмар на Британській військово-хімічній експериментальній станції в Портоні.

Для прогнозу абсолютних значень концентрації в широкому діапазоні метеорологічних умов формули (3) і (4) не завжди задовільні, здебільшого внаслідок складності визначення коефіцієнтів C і невизначеності у виборі параметра n по вимірюваннях профілю швидкості вітру. Проте вони дуже корисні для прогнозування розсіювання і розповсюдження аерозольних хмар, а також при аналізі експериментальних даних про поведінку таких хмар в різних атмосферних умовах.

Теорія Колдера [5] у разі дифузії в адіабатичних умовах призводить до отримання наближених формул:

$$\chi_T = \frac{Q \cdot \tilde{u} \cdot \exp\left[-\frac{\tilde{u}}{k \cdot u_* \cdot x} \left(\frac{y}{a} + z\right)\right]}{2 \cdot k^2 \cdot a \cdot u_*^2 \cdot x^2}, \quad (5)$$

$$\chi_L = \frac{Q}{k \cdot u_* \cdot x} \exp\left(-\frac{\tilde{u} \cdot z}{k \cdot u_* \cdot x}\right), \quad (6)$$

де: k – постійна Кармана;

a – відношення поперечного і вертикаль-

ного ступеня турбулентності; $u_* = \sqrt{\frac{\tau_0}{\rho}}$;

τ_0 – напруга тертя вітру до поверхні землі;

ρ – густина повітря.

За допомогою цих рівнянь можна виразити концентрацію диму від точкового або лінійного

джерела, розташованого на рівні землі, через метеорологічні величини, які неважко визначити, а саме: із співвідношення a , яке легко визначити із записів поривчастості вітру, до швидкості тертя u^* , яку можна розрахувати за профілем вітру.

Ці дані застосовні лише до умов малих температурних градієнтів (повна хмарність, помірний або сильний вітер). Зростання градієнта різко пришвидшує розсіювання, особливо по вертикалі, тоді як перехід від позитивного градієнта до негативного (інверсії) дуже помітно зменшує швидкість дифузії.

Вплив термічної нестійкості найясніше виражений при слабкому вітрі. Хоча в теорії Колдера, поза сумнівом, усунені деякі труднощі теорії Сеттона, проте при зіставленні результатів обчислень з експериментальними даними по розповсюдженню газу і диму, аж до відстаней порядку 1000 м, виявляється, що точність формул однакова. Втім, сам Колдер указував на застосовність своєї теорії лише до відстаней порядку 1000 м, оскільки вона заснована на припущенні, що напруга тертя постійна по всій висоті атмосферного шару, в якому поміщена хмара. Для відстаней порядку декілька кілометрів і, отже, висоти хмари, вимірюваної багатьма сотнями метрів, це припущення вже не є вірним.

Висновки

При зварюванні підземних і наземних магістральних газопроводів аерозольний дим змішується з повітрям за рахунок поперечної і поздовжньої дисперсії, конвективного переносу та молекулярної дифузії. При вітровому штилю на розповсюдження аерозольної хмари впливає тільки молекулярна дифузія.

Показано, що хмара аерозолю, що розповсюджується за вітром, безперервно розсіюється. При цьому частинки дифундують в усіх напрямках, і концентрація частинки знижується.

Аналіз виконаних розрахунків дозволяє побудувати концентрації аерозольної хмари від точкового джерела, яким є місце ручного зварювання на відкритому повітрі.

Література

- 1 Эльтерман В.М. Закономерности тепловых струй [Текст] / В.М. Эльтерман // Сборник научных работ института охраны труда ВЦСПС. – М.: Профиздат, 1960. – № 1. – С.18-20.
- 2 Фукс Н.А. Механика аэрозолей [Текст] / Н.А.Фукс. – М.:Изд. АН СССР, 1955. – 351 с.
- 3 Грин Х. Аэрозоли, пыли, дымы и туманы [Текст] / Х.Грин, В.Лейн. – М.: Изд-во «Химия», 1972. – 428 с.
- 4 Полукаров Ю.О. Моделирование пылового навантаження на органи дыхания сварника для оцінки ризику професійної захворюваності [Текст]: дис... канд. техн. наук: 05.26.01 / Юрій Полукаров Олександрович. – Державний комітет України з нагляду за охороною праці, 2005. – 140 с.

5 Левченко О.Г. Вплив складу основного металу на гігієнічні характеристики аерозолів, що утворюються при зварюванні високолегованих сталей покритими електродами [Текст] / О.Г. Левченко, А.В. Булат, О.М. Безушко // Проблеми охорони праці в Україні: Збірник наукових праць. – 2009. – Вип. 17. – С.168 с.

6 Самсонов В.Т. Определение границ циркуляционных зон, возникающих при обтекании производственных зданий ветром [Текст] / В.Т. Самсонов // Научные работы институтов охраны труда ВЦСПС. – 1976. – Вип. 101(3). – С. 8-17.

7 Самсонов В.Т. Математическая модель процесса очистки промышленных выбросов от пыли / В.Т. Самсонов // Электронный вариант. – 2004.

8 Берлянд М.Е. Современные проблемы атмосферной диффузии и загрязнения атмосферы / М.Е. Берлянд – Л.: Гидрометеиздат, 1975. – 448 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
12.12.11
Рекомендована до друку професором
Мойсишиним В.М.*

ПІДБІР РЕЦЕПТУРИ СЕДИМЕНТАЦІЙНО СТІЙКИХ ТАМПОНАЖНИХ РОЗЧИНІВ

В.І. Гриманюк

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 504691,
e-mail: drill@nung.edu.ua, tdcentre@nung.edu.ua

Подаються результати лабораторних досліджень впливу домішки цеоліту і латексу на властивості цементного розчину та міцнісні характеристики цементного каменю. Виконано короткий аналіз літератури в напрямку розробки седиментаційно стійких цементних сумішей. Подано коротку фізико-хімічну характеристику вищезгаданих домішок. Встановлено найбільш ефективну концентрацію цеоліту в суміші. Досліджено пластифікуючі властивості водного розчину синтетичного латексу.

Ключові слова: тампонажний камінь, міцність, седиментаційна стійкість, цеоліт, латекс.

Предоставлены результаты лабораторных исследований влияния цеолита и синтетического латекса на свойства цементного раствора и прочностные характеристики цементного камня. Выполнен краткий анализ литературы по разработке седиментационно устойчивых цементных смесей. Подана краткая физико-химическая характеристика вышеупомянутых добавок. Установлена наиболее эффективная концентрация цеолита в растворе. Исследованы пластифицирующие свойства водного раствора синтетического латекса.

Ключевые слова: тампонажный камень, прочность, седиментационная стойкость, цеолит, латекс.

In the article authors has been analyzed the results of laboratory research work of how the admixture of zeolites and latex influences on it properties and strength of cement stone. It has been fulfilled a short review of scientific literature about the stable sedimentation slurry cement. It has been given short physico-chemical characteristic of above-mentioned additive. It has been determine the most effective concentration of zeolite in slurry. It has been explore plasticizing properties of synthetic latex.

Keywords: cement stone, strength, sedimentation stability, zeolites, latex.

Для забезпечення якісного цементування свердловин і надійного розмежування пластів, окрім запобігання фільтрації рідкої фази тампонажного розчину в пласт, що може стати причиною ускладнень та аварій, необхідно надати тампонажному розчину седиментаційної стійкості, зберігши при цьому достатньо високу міцність і хорошу адгезію з гірською породою та металом труб. Однак, на промислах рецептури тампонажних розчинів вибираються виключно з міркувань безаварійного проведення процесу закачування і протискування. Наслідком такого підходу є виникнення міжколонних перетоків, обводнення продуктивного пласта і, як наслідок, значні затрати часу та матеріальних ресурсів на їх ліквідацію.

Основною причиною явища седиментації в тампонажному розчині є підвищений вміст води в суміші. Оскільки цементні зерна володіють невисокою силою зчеплення між собою, а суспензійне середовище – невисокою в'язкістю, на початковій стадії твердіння відбувається розділення дисперсного і дисперсійного середовищ. Таким чином, тверда складова цементу осідає, а вода затворення може витіснятися вгору. Явище седиментації особливо негативно проявляється на похилоскерованих ділянках свердловини.

Проблемі створення седиментаційно стійких тампонажних розчинів присвячені дослідження вітчизняних та зарубіжних вчених, зокрема А.І. Булатова [1], О.О. Акульшина [2], А.К. Куксова [3], А.В. Черненко [4].

На основі аналізу цих та інших робіт можна виділити чотири способи стабілізації дисперсних систем в рідкому дисперсному середовищі.

Перший спосіб реалізується шляхом введення до складу суміші дрібнодисперсного наповнювача або затворення цементу на водній основі дрібнодисперсного наповнювача. При цьому частинки дрібнодисперсного наповнювача розташовуються між більш крупними частинками цементу, перешкоджаючи їх зближенню і седиментації. Перевагою цього способу є його дешевизна та простота реалізації. Так, автори [5] пропонують використовувати доменний шлак та бентоніт в якості стабілізаційних домішок. До недоліків цього способу можна віднести різке підвищення водопотреби розчину, що обумовлює підвищення в'язкості розчину і обмежує область застосування цього способу.

При електростатичній стабілізації (другий спосіб) зближенню частинок твердої фази перешкоджають кулонівські сили відштовхування поверхневих зарядів частинок. Для реалізації цього способу пропонується вводити до цементного розчину поверхнево-активні речовини (ПАР) у вигляді водорозчинних високомолекулярних сполук на основі оксиетилцелюлози [6]. Зокрема, обґрунтовано вибір таких реагентів, як Tuiose марки ЕНМ, що вводиться в кількості в кількості 0.3-0.5% та ЕНЛ – 0.5%, які необхідно вводити у вигляді «каші». Для регулювання термінів схоплення і реологічних власти-

востей тампонажного розчину вищезгадані полімери можна вводити разом з хлоридом кальцію (2-3%) та технічним порошкоподібним лігносульфонатом. Серйозним недоліком електростатичної стабілізації є залежність міцності утвореної структури від величини заряду частинок суспензії, що робить її чутливою до зміни балансу електролітів у рідкій фазі розчину і нестійкій до полімінеральної агресії. Під дією електролітів, які збільшують заряд частинок (напр., кальцинована сода, хлористий алюміній та ін.), розчин володіє здатністю загущуватись загущуватись. Ще одним суттєвим недоліком цементних розчинів, стабілізованих електростатичним способом, є швидке зниження порового тиску [7] та висока проникність, що є причиною утворення фільтраційних каналів.

Третій спосіб стабілізації полягає у введенні в тампонажний розчин полімерів (КМЦ, акрилові полімери, біополімери тощо). Молекули полімеру, які адсорбуються на поверхні частинок твердої фази, збільшують їх гідродинамічний радіус і знижують інтегральну густину. Ступінь розподілу полімеру на поверхні частинки визначається відношенням сумарної площі поверхні частинок до об'єму розчину та концентрації полімеру в розчині [8]. Формування міцної тиксотропної структури, при даному способі стабілізації, яка володіє високими динамічними і статичними напруженнями зсуву, а також стійка до каналуотворень, досягається шляхом «зшивання» молекул полімеру іонами кальцію. Однак, при цьому розчині нерідко сильно загущуються. Ще одним недоліком полімерної стабілізації є недостатня стійкість самих полімерів і оброблених ними розчинів до полімінеральної агресії і висока проникність цементного каменю. Водовіддача стабілізованого полімерами розчину практично не відрізняється від водовіддачі необроблених розчинів з однаковим водоцементним відношенням, причому фільтрат, що відділився, є виключно чистою водою, яка не містить полімеру.

Четвертий спосіб стабілізації реалізується шляхом обробки тампонажного розчину неіоногенними полімерами, котрі не взаємодіють з поверхнею частинок цементу. Цей спосіб отримав назву витісняючої стабілізації цементних розчинів. При цьому зближенню частинок твердої фази під впливом сили тяжіння і ван-дер-ваальсових сил протидіють ті ж ван-дер-ваальсові сили притягування частинок і молекул полімеру, тобто, на відміну від трьох попередніх випадків, частинки твердої фази знаходяться в рідкій фазі розчину, яка екранує їх одна від одної перешкоджаючи безпосередньому контакту. Перевагою даного способу стабілізації є низька водовіддача, не пов'язана з кольматацією фільтруючої поверхні; суфозійна стійкість; висока адгезія до породи та металу труб; термодинамічна стабільність і стійкість до полімерної агресії, навіть за відносно високих концентрацій електролітів. Відносним недоліком розчинів, стабілізованих неіоногенними полімерами, є низьке значення динамічного і статичного на-

пруження зсуву, що пояснюється слабкою взаємодією частинок твердої фази.

З метою підвищення седиментаційної стійкості тампонажних розчинів автором статті пропонується використати в якості стабілізаторів такі добавки, як цеоліт (клинноптиоліт) виробництва Закарпатського цеолітового заводу та латекс.

Цеоліт (клинноптиоліт) — це мікропористий каркасний алюмосилікат $(\text{Na}, \text{K})_4\text{CaAl}_6\text{Si}_{30}\text{O}_{12} \cdot 24\text{H}_2\text{O}$ у вигляді з дрібних кристалів. Вміст кварцу складає 15%, решта мінералів — 1...2% від маси. Хімічний склад цеоліту: SiO_2 (66,9%), Al_2O_3 (11,79%), Fe_2O_3 (1,31%), K_2O (2,89%), Na_2O (1,7%), CaO (1,96%), TiO_2 (0,16%). Матриці цеолітового типу у внутрікристалічному просторі містять молекули води. Наявність заряду на зовнішній поверхні сприяє взаємодії частинок цеоліту з іонами золя цементної дисперсії. Насипна густина цеоліту складає $2370\text{--}2380 \text{ кг/м}^3$, питома поверхня — $18,6 \text{ м}^2/\text{г}$.

Латекс синтетичний — водна дисперсія каучукоподібних високомолекулярних сполук. Густина — 1060 кг/м^3 , $\text{pH} = 8,2$, масова частка сухого компоненту — 50%.

Досліджувався вплив вищезгаданих домішок на структурно-механічні властивості цементного розчину. Для дослідження було обрано цемент марки ПЦТ-І-50. Водосумішеве відношення в усіх дослідах складає 0,5. Результати досліджень властивостей цементно-цеоліто-латексних сумішей зведені до таблиці 1.

З аналізу даних таблиці 1, можна зробити такі висновки:

Додавання цеоліту до цементного розчину у кількості 10% від загальної маси цементу забезпечує максимальне підвищення міцності на розтяг від 5 до 15% на різних стадіях тужавіння в порівняно цементним розчином без добавок. Окрім того, домішка цеоліту сприяє зменшенню водовідділення та фільтрації, що є прямим показником збільшення седиментаційної стійкості цементно-цеолітової суміші.

Введення латексу до цементного розчину сприяє пластифікації останнього, тобто збільшує межу розтічності та зменшує фільтрацію.

Література

- 1 Булатов А.И. Формирование и работа цементного камня в скважине [Текст] / А.И. Булатов. — М.: Недра, 1990. — 407с.
- 2 Акульшин О.О. Перспективи використання «зшитих» полімерних матеріалів в технологічних процесах нафтової і газової промисловості [Текст] / О.О. Акульшин // Нафт. і газ. пром.-ть. — 1998. — №3. — С.25-28.
- 3 Куксов А.К. Совершенствование методов повышения качества крепления скважин [Текст] / А.К. Куксов // Тр. ВИННКРНефть. — 1990. — №21. — С.150-159. — Сер. Крепление и ремонт скважин.
- 4 Черненко А.В. О седиментационной устойчивости тампонажных растворов [Текст] / А.В. Черненко, А.Е. Горлов // Нефтяное хозяйство. — 1987. — №7. — С.21-23.

Таблиця 1 — Властивості цементно-цеолітово-латексних тампонажних сумішей

Склад суміші, %			Розтічність, см	Густина, кг/м ³	Терміни схоплення, год-хв		Межа міцності на розтяг (МПа) у віці				Водовідстій, %	Фільтрація, см ³ /30 хв
Цемент	Цеоліт	Латекс синтетичний (сухий)			почапок	кінець	2 доби	7 діб	14 діб	28 діб		
100	0	0	22	1860	5-10	8-20	0,8	1,17	1,3	1,6	4,4	165
95	5	0	22	1840	5-00	8-05	0,8	1,20	1,25	1,68	4,0	160
92	5	1,5	23	1840	5-00	8-00	0,85	1,15	1,35	1,72	3,8	152
89	5	3	23	1830	4-50	7-50	0,80	1,10	1,20	1,59	3,6	143
90	10	0	21	1830	5-00	8-00	0,75	1,24	1,58	1,98	2,6	161
87	10	1,5	21	1830	4-50	7-40	0,70	1,14	1,46	1,76	2,6	151
84	10	3	23	1820	4-40	7-35	0,70	1,10	1,32	1,65	2,5	140
85	15	0	21	1815	4-10	7-30	0,4	1,21	1,25	1,69	2,4	160
82	15	1,5	21	1810	4-10	7-20	0,36	1,15	1,20	1,58	2,3	150
79	15	3	23	1800	4-00	7-15	0,35	1,09	1,15	1,45	2,3	141
80	20	0	20	1805	4-40	7-45	0,27	1,20	1,24	1,67	2,4	155
77	20	1,5	21	1800	4-35	7-30	0,25	1,10	1,21	1,54	2,3	143
74	20	3	22	1790	4-30	7-25	0,74	1,02	1,1	1,46	2,2	138
75	25	0	18	1790	4-10	7-50	0,24	0,62	0,78	1,55	2,0	150
72	25	1,5	19	1780	4-05	7-40	0,21	0,54	0,63	1,46	2,2	136
69	25	3	19	1780	3-50	7-20	0,19	0,48	0,59	1,33	2,1	129

5 Промысловое испытание опытной партии ОЩЦ в объединении «Грознефть» // В.А. Антонов, В.Т. Филипов, В.Ф. Стариков и др. // Труды всесоюзного научно-исследовательского института по креплению скважин и буровым растворам (ВНИИКРНефть). – 1980. – Вып. 19. – С.25-29.

6 Будько А.В. Разработка и исследование технологи и технических средств повышения качества разобщения продуктивных горизонтов снижением количества свободной воды затворения на ранних стадиях твердения тампонажных растворов. Автореф. дис. канд. техн. наук: 11.10.04 / Будько Андрей Васильевич. – Тюмень, 2004. – 32 с.

7 Куксов А.К. Заколонные проявления при строительстве скважин. [Текст] / А.К. Куксов, А.В. Черненко // Обз. инф. – 1988. – Вып. 9. – С. 68. – Сер. Техника и технология бурения скважин.

8 Вагнер Г.Р. Формирование структур в силикатных дисперсиях [Текст] / Г.Р.Вагнер. – К.: Наукова думка, 1989. – 181 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
12.11.11
Рекомендована до друку професором
Коцкуlichem Я.С.*

ВИЗНАЧЕННЯ ВЕЛИЧИНИ МОДУЛЯ ЮНГА СТАЛЕЙ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВІДІВ МОДЕЛЮВАННЯМ МЕТОДОМ СКІНЧЕННИХ ЕЛЕМЕНТІВ ПОШИРЕННЯ УЛЬТРАЗВУКОВИХ МОД ЛЕМБА

А.А. Мандра, І.З. Лютак, З.П. Лютак

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

Розроблено підхід моделювання скінченними елементами поширення ультразвукових коливань у стінці магістрального газопроводу. Суть методу полягає в тому, що розраховуються власні частоти коливання сектора стінки труби. Вибрано модальний метод розрахунку. Вибрана довжина сектора труби повинна відповідати хвильовому числу ультразвукової спрямованої кільцевої хвилі. Тому застосовано граничні умови, що відповідають циклічній симетрії. Умови циклічної симетрії накладаються на ту частину сектора труби, що паралельна її осі. Досліджено параметри поширення хвилі Лемба в стінці магістрального газопроводу. Представлено графічні залежності основних результатів розрахунків. Встановлено, що для магістральних газопроводів хвилі Лемба та ультразвукові спрямовані кільцеві хвилі мають однакові параметри поширення.

Ключові слова: ультразвукова хвиля, метод скінченних елементів, моди Лемба, модуль Юнга

Разработан подход к моделированию конечными элементами распространения ультразвуковых колебаний в стенке магистрального газопровода. Суть метода заключается в расчете собственных частот колебания сектора стенки трубы. В качестве метода расчета выбран модальный. Выбранная длина сектора трубы должна соответствовать волновому числу ультразвуковой направленной кольцевой волны. Поэтому применены граничные условия, соответствующие циклической симметрии. Условия циклической симметрии накладываются на часть сектора трубы, параллельную ее оси. Исследованы параметры распространения волны Лэмба в стенке магистрального газопровода. Представлены графические зависимости основных результатов расчетов. Установлено, что для магистральных газопроводов волны Лэмба и ультразвуковые направленные кольцевые волны имеют одинаковые параметры распространения.

Ключевые слова: ультразвуковая волна, метод конечных элементов, моды Лэмба, модуль Юнга

Developed is the approach for modeling of ultrasonic oscillations propagation in the wall of the gas main pipeline by finite elements method. Essence of method is based on computation of natural frequencies of sector of pipe wall. As the calculation method is selected modal. The selected length of the pipe sector should correspond to the wavenumber of ultrasonic circumferential guided waves. Therefore boundary conditions correspond to cyclic symmetry are applied. Cyclic symmetry conditions applied to the portion of pipe sector which is parallel to the pipe axis. The parameters of Lamb wave propagation in the wall of the gas main pipeline are investigated. The chart relationships of the basic results of calculations are presented. It has been determined for main gas pipelines that Lamb waves and ultrasonic circumferential guided waves have equal propagation parameters.

Keywords: ultrasonic wave, finite element method, Lamb modes, Young's modulus

Вступ

Модуль Юнга є основним фізичним параметром, що характеризує пружні властивості матеріалу. Знання пружних властивостей металу стінок магістральних трубопроводів дозволяє проводити точні розрахунки реального запасу міцності, а знання про зміну модуля Юнга в часі дає змогу визначити дійсне значення залишкового ресурсу.

Дослідження науковців на чолі із Д. Стойко визначили процедуру визначення модуля пружності труби і сформулювали її як зворотну задачу неруйнівного контролю [1]. В основі методу лежить застосування трьох мод ультразвукових спрямованих хвиль, параметри яких обчислюються за допомогою напіваналітичного методу скінченних елементів. Вхідними даними для проведення розрахунку є діаметр труби та густина металу. Для проведення обчислення було вибрано частоти відсікання на графіку дисперсії мод спрямованих ультразвукових хвиль.

Частотами відсікання вважається короткий чистий період відклику, який йде за раптовим припиненням зовнішнього зусилля. Інша група науковців для контролю пружних параметрів вирішила задачу оптимізації з метою зменшення відмінностей між теоретично обчисленим значенням дисперсних параметрів ультразвукових спрямованих хвиль та значеннями, отриманими в результаті експериментальних досліджень [2]. Для отримання теоретичних значень ними було використано напіваналітичний метод скінченних елементів та додатково було застосовано вейвлет-перетворення. Для оптимізації було використано симплексний метод пошуку, де як початкові значення було використано номінальні величини пружних параметрів середовища поширення ультразвукових спрямованих хвиль. Номінальні значення пружних параметрів середовища поширення ультразвукових хвиль ітеративно змінюються для досягнення мінімальної різниці між теоретичними та експериментальними даними. Запропонований метод було

розроблено для визначення пружних властивостей алюмінієвої пластини. Науковцем Ч.-Х. Єхом було досліджено спільні та характерні властивості ультразвукових спрямованих та кільцевих спрямованих хвиль при контролі пружних властивостей металу [3]. З результатами досліджень ним було встановлено, що основною відмінністю ультразвукових спрямованих кільцевих хвиль від ультразвукових спрямованих хвиль є чутливість перших хвиль до радіуса кривизни труби. Основною спільною рисою двох типів ультразвукових спрямованих хвиль є можливість отримувати інформацію про пружні властивості та товщину стінки труби. Додатково, ультразвукові спрямовані кільцеві хвилі можна застосовувати для контролю величини радіуса труби. Для визначення пружних властивостей тонких плівок, виготовлених на основі мікро- та наноструктур, науковцем Ф. Жангом було запропоновано фотоакустичний метод [4]. Суть методу полягає в тому, що лазером у тонкій пластині збуджуються високочастотні коливання ультразвукового спектра, що виникають внаслідок різкого розширення пластини від дії температури. Механічні коливання пластини визначаються через пружні властивості матеріалу та величину залишкових напружень. В першій частині експерименту науковцем було запропоновано визначити величину модуля Юнга алюмінієвої та нітридокремнієвої пластин фемтосекундним методом помпового давача. Отримані сигнали порівнювалися із сигналами, обчисленими теоретично при моделюванні миттєвого термопружного сигналу. В результаті порівняння було отримано значення пружних констант. В другій частині експерименту визначались хвильові параметри поширення нульової антисиметричної моди Лемба в тонкій пластині для визначення величини залишкових напружень.

Як бачимо, застосування ультразвукових спрямованих хвиль для контролю пружних властивостей є перспективним. На сьогодні застосування спрямованих хвиль для контролю пружних властивостей металу перебуває на початковому етапі лабораторних досліджень та теоретичних узагальнень. В даній роботі пропонується застосування розробленого та широко впровадженого методу модального аналізу з метою визначення дисперсних параметрів ультразвукових мод Лемба для контролю модуля Юнга металу стінок магістральних газопроводів. Це дозволить застосовувати моди Лемба (МЛ) при контролі пружних властивостей стінок магістральних газопроводів в натурних умовах їх експлуатації.

Обчислення швидкості поширення МЛ у стінці труби

Основна ідея проведення розрахунку поширення МЛ по периметру стінки трубопроводу полягає у застосуванні модального підходу.

Модальний підхід базується на побудові двовимірної сітки скінченних елементів стінки труби вздовж її осі. Наступним кроком застосовуються граничні умови в напрямку, перпендикулярному сітці скінченних елементів. Ці умови визначають періодичний розподіл напружень і деформацій відповідно до умов поширення МЛ в напрямку по периметру труби навколо її осі. Для обчислення просторового періоду розподілу напружень та деформацій застосовується модальний підхід, при якому обчислюються власні числа та вектори коливання побудованої сітки скінченних елементів і реалізується за допомогою існуючого програмного забезпечення. Для побудови моделі скінченних елементів використано циклічні осесиметричні умови розв'язання рівняння власних коливань стінки труби.

Рівняння, що застосовує модальний підхід для опису поширення спрямованих хвиль, було представлено Л. Гаврічем у праці [5]. У цій праці Л. Гавріч розробив власне програмне забезпечення, що реалізує метод обчислення вільних коливань за допомогою скінченних елементів.

Адаптацію математичної моделі поширення спрямованих хвиль, розроблену Л. Гаврічем, було здійснено рядом науковців у праці [6], що дозволило застосовувати її у існуючих програмах, які реалізують метод модального аналізу.

Рівняння власних коливань

Поле зміщень елементарного об'єму пружного середовища в площині x_1x_2 для хвилі, що поширюється в напрямку x_3 , запишемо так [5]:

$$\begin{aligned} u_1(x_1, x_2, x_3, t) &= U_1(x_1, x_2) e^{-j(kx_3 - \omega t)}, \\ u_2(x_1, x_2, x_3, t) &= U_2(x_1, x_2) e^{-j(kx_3 - \omega t)}, \\ u_3(x_1, x_2, x_3, t) &= U_3(x_1, x_2) e^{-j(kx_3 - \omega t - \pi/2)}, \end{aligned} \quad (1)$$

де: j – комплексне хвильове число;

k – хвильове число; ω – частота; t – час;

$U_1(x_1, x_2)$, $U_2(x_1, x_2)$, $U_3(x_1, x_2)$ – розподіл амплітуд зміщень елементарного об'єму пружного середовища.

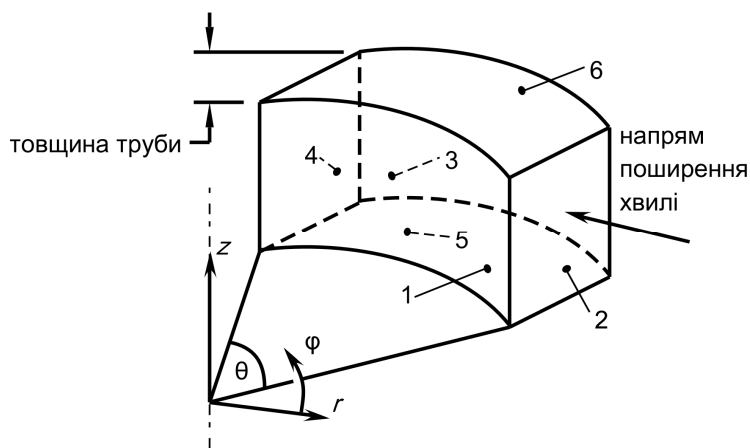
Будь-яка точка хвилеводу згідно з (1) піддається гармонічним коливанням із частотою ω . Пружні коливання поширюються вздовж осі 3 із хвильовим числом k із зміщенням по фазі відносно коливань в одній площині поперечного перерізу стінки трубопроводу. Виразимо енергію скінченного елемента через Гамільтоніан так [5]:

$$\Pi(x_1, x_2, k) = [k^2 \cdot K_{\Pi 2}(x_1, x_2) + k \cdot K_{\Pi 1}(x_1, x_2) + k \cdot K_{\Pi 0}(x_1, x_2) - K_K(x_1, x_2)] \cdot 0,5, \quad (2)$$

де: Π – Гамільтоніан, що описує енергію скінченного елемента; K_{Π} – потенціальна енергія пружних сил, K_K – кінетична енергія.

Вираз (2) є доволі простим, оскільки в ньому відсутні члени, що описують енергію скінченних елементів вздовж осі 3. Ці члени були вилучені, оскільки вважаємо, що вздовж осі 3 енергія дорівнює деякій константі. Це відповідає поширенню МЛ по периметру стінки труби навколо її осі.

Члени (2) визначаються так [5]:



границі 1, 3 – відповідно внутрішня та зовнішня стінки труби;
2, 4 – границі сегменту по периметру труби; 5, 6 – границі сегменту по довжині труби

Рисунок 1 – Сегмент стінки труби для циклічної осесиметричної моделі:

$$\begin{aligned}
 K_{\Pi 0}(x_1, x_2) &= \frac{E}{(1+\nu)(1-2\nu)} \times \\
 &\times \left[\left(\frac{\partial u_1}{\partial x_1} \right)^2 + \left(\frac{\partial u_2}{\partial x_2} \right)^2 - \nu \left(\frac{\partial u_1}{\partial x_1} - \frac{\partial u_2}{\partial x_2} \right)^2 \right] + \\
 &+ \frac{E}{2(1+\nu)} \left[\left(\frac{\partial u_1}{\partial x_1} \right)^2 + \left(\frac{\partial u_2}{\partial x_2} \right)^2 + \nu \left(\frac{\partial u_1}{\partial x_1} + \frac{\partial u_2}{\partial x_2} \right)^2 \right], \\
 K_{\Pi 1}(x_1, x_2) &= \frac{2\nu E}{(1+\nu)(1-2\nu)} \left(\frac{\partial u_1}{\partial x_1} u_3 + \frac{\partial u_2}{\partial x_2} u_3 \right) - \\
 &- \frac{E}{1+\nu} \left(\frac{\partial u_3}{\partial x_2} u_2 + \frac{\partial u_3}{\partial x_1} u_1 \right), \quad (3) \\
 K_{\Pi 2}(x_1, x_2) &= \frac{E}{2(1+\nu)} (u_1^2 + u_2^2) + \frac{(1-\nu)E}{(1+\nu)(1-2\nu)} u_3^2, \\
 K_K(x_1, x_2) &= \omega^2 \rho (u_1^2 + u_2^2 + u_3^2),
 \end{aligned}$$

де: E – модуль Юнга, ν – коефіцієнт Пуассона, ρ – густина.

Для опису розподілу енергії по всьому об'єму досліджуваного середовища необхідно просумувати всі члени виразу (3) [5]:

$$(k^2 [K_{\Pi 2}] + k [K_{\Pi 1}] + [K_{\Pi 0}] - \omega^2 [M]) \{u\} = \{0\}, \quad (4)$$

де M – матриця маси.

В результаті обчислення необхідно віднайти скалярні значення хвильових чисел k_1, k_2, \dots, k_i та відповідні їм вектори переміщень $\{u\}_1, \{u\}_2, \dots, \{u\}_i$ для одного значення частоти ω . Кількість знайдених значень є удвічі більшою ступенів свободи розглядуваного пружного середовища.

Запропонований Л. Гавричем метод обчислення поширення спрямованих хвиль було удосконалено П. Вілкоксом для використання у комерційних пакетах скінченних елементів [6]. Метод П. Вілкокса є апроксимацією рівняння (4).

Розв'язок методу власних коливань шукається у такій формі [6, 7]:

$$(i\dot{M} + i\dot{C} + K) = 0, \quad (5)$$

де: \ddot{u}, \dot{u} – відповідно прискорення та швидкість коливань об'єму пружного середовища; M – матриця маси; C – матриця демпфування; K – матриця жорсткості;

Коефіцієнти матриці жорсткості є функціями порядку циклічної симетрії та частоти. Без врахування демпфування рівняння (5) матиме такий вигляд [8]:

$$(i\dot{M} + K) = 0. \quad (6)$$

Розв'язок власних коливань сегмента стінки труби (5) та (6) для циклічної осесиметричної моделі є гармонічні рівняння розподілу зміщень елементарного об'єму пружного середовища для знайденої частоти власних коливань ω [6]:

$$\begin{aligned}
 u_r &= U_r(r, z) \cos k_\theta \theta, \\
 u_z &= U_z(r, z) \cos k_\theta \theta, \\
 u_\theta &= U_\theta(r, z) \sin k_\theta \theta,
 \end{aligned} \quad (7)$$

де: r, θ, z – циліндрична система координат;

$U_r(r, z), U_z(r, z), U_\theta(r, z)$ – амплітуди розподілу зміщень елементарного об'єму пружного середовища;

k_θ – порядок циклічної симетрії.

Застосування (7) узгоджується із властивостями поширення спрямованих хвиль, де зміщення елементарного об'єму пружного середовища у напрямку θ є зміщеним у фазі на 90° від зміщень у площині rz [9]. Підхід дає змогу встановити зв'язок між власними частотами та параметрами поширення МЛ (порядком циклічної симетрії k_θ).

Особливістю побудови числової моделі за підходом циклічної симетрії є зображений на рис. 1 сегмент трубопроводу. За основу вибрано циліндричну систему координат φ, ρ, z .

Вісь трубопроводу збігається із віссю z циліндричної системи координат. Величина сегменту труби θ дорівнює:

$$\theta = \frac{360^\circ}{k_\theta}. \quad (8)$$

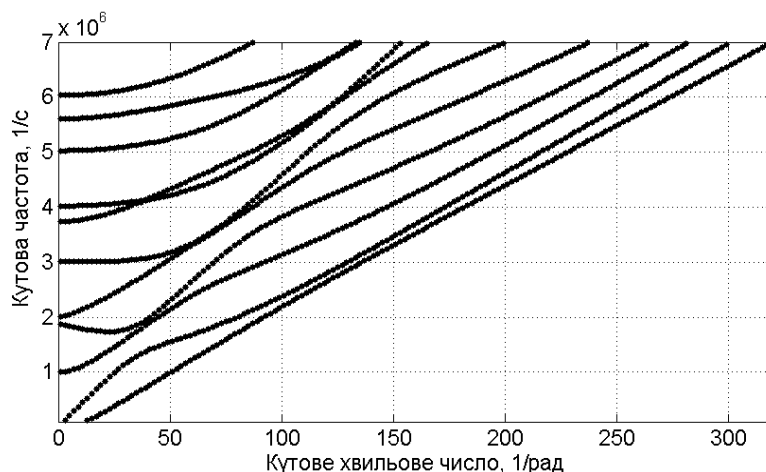


Рисунок 2 – Дисперсне рівняння кутового хвильового числа поширення МЛ у стінці трубопроводу діаметром 273 мм та товщиною стінки 10 мм

При моделюванні поширення МЛ циклічною осесиметричною моделлю знайдений розв'язок розподілу гармонійних коливань для одного сегменту циклічно повторюються по периметру труби. Це означає, що при поширенні МЛ в стінці труби, число k_θ співвідноситься із кутовим хвильовим числом спрямованої кільцевої хвилі, що визначене І. Вікторовим [10]. Зв'язок між довжиною хвилі МЛ та числом циклічної симетрії k_θ є такий [8]:

$$\lambda = 2\pi r_m / k_\theta, \quad (9)$$

де: λ – довжина хвилі МЛ, r_m – радіус труби, взятий до середини товщини стінки.

Зміна величини сегменту труби, що призводить, відповідно, до зміни порядку циклічної симетрії, задаватиме довжину хвилі МЛ, для якої шукатиметься розв'язок рівняння (5) у формі, що представлена рівняннями (7) [8].

Граничні умови на межі сегмента труби 5 та 6, (рис. 1) є симетричними. Симетричні граничні умови означають, що переміщення елементарного об'єму середовища стінки сегмента труби є вільними в напрямку, що лежить в площині грані, та дорівнюють нулю в напрямку, перпендикулярному поверхні грані [7]. Симетричні граничні умови на верхній та нижній межах сегмента стінки труби дозволяють шукати розв'язок для хвилі, що поширюється по периметру труби (в напрямку координати ϕ), без врахування скінченності труби в напрямку осі z [8]. Граничні умови на інших гранях сегмента трубопроводу є вільними (напруження дорівнюють нулю).

Розглянемо поширення МЛ в стінці труби діаметром 273 мм та товщиною стінки 10 мм. Параметри металу виберемо такими: модуль Юнга $E = 207 \cdot 10^9$ Па, коефіцієнт Пуассона – 0,296. Це відповідає константам пружності другого порядку Ляме $\lambda = 11,58 \cdot 10^{10}$ Па, $\mu = 7,99 \cdot 10^{10}$ Па. Хвильове рівняння для МЛ, розв'язане із застосуванням математичної моделі, представимо графічно (рис. 2).

Розв'яжемо рівняння поширення МЛ для кутового хвильового числа, що дорівнює 100 із кутовою частотою $6,331 \cdot 10^6$ с⁻¹. Сітку скінчен-

них елементів побудуємо для сектора труби, що дорівнює 1/100 довжини кола із одного шару. Розв'язком рівняння вільних коливань є кутова частота $\omega = 6,347 \cdot 10^6$ с⁻¹. Форма розподілу амплітуди коливань в сектору стінки труби для знайденого значення частоти зображено на рис. 3.

Колівання мають форму еліпса, який формується коливаннями елементарного об'єму пружного середовища поздовжньої та поперечної хвиль (рис. 4).

Відносна похибка проведення обчислення між результатами, отриманими із розв'язку математичної моделі, та методом власних коливань складає 0,3 %, що входить у межі похибки числового пошуку кореня.

Для порівняння отриманих результатів розрахунків було проведено обчислення рівнянь, що описують дисперсні властивості спрямованих симетричних ультразвукових хвиль, які поширюються в пластині [11]:

$$\frac{\tan(qh)}{q} + \frac{4k^2 p \tan(ph)}{(q^2 - k^2)} = 0, \quad (10)$$

$$p^2 = \left(\frac{\omega}{c_t}\right)^2 - k^2, \quad q^2 = \left(\frac{\omega}{c_l}\right)^2 - k^2,$$

де: k – хвильове число спрямованої хвилі; c_l, c_t – відповідно швидкості поширення поздовжньої та поперечної хвиль.

Рівняння, що описує дисперсні властивості спрямованих антисиметричних ультразвукових хвиль, що поширюються в пластині [11]:

$$q \cdot \tan(qh) + \frac{(q^2 - k^2)^2 \tan(ph)}{4k^2 p} = 0. \quad (11)$$

В результаті розв'язання (11) було знайдено симетричну моду ультразвукової спрямованої хвилі, що відповідає моді ультразвукової спрямованої кільцевої хвилі із кутовою частотою $6,3437 \cdot 10^6$ с⁻¹. Відносна похибка визначення параметрів ультразвукових спрямованої та спрямованої кільцевої хвиль складає 0,5 %, що не виходить за межі похибки числового пошуку кореня.

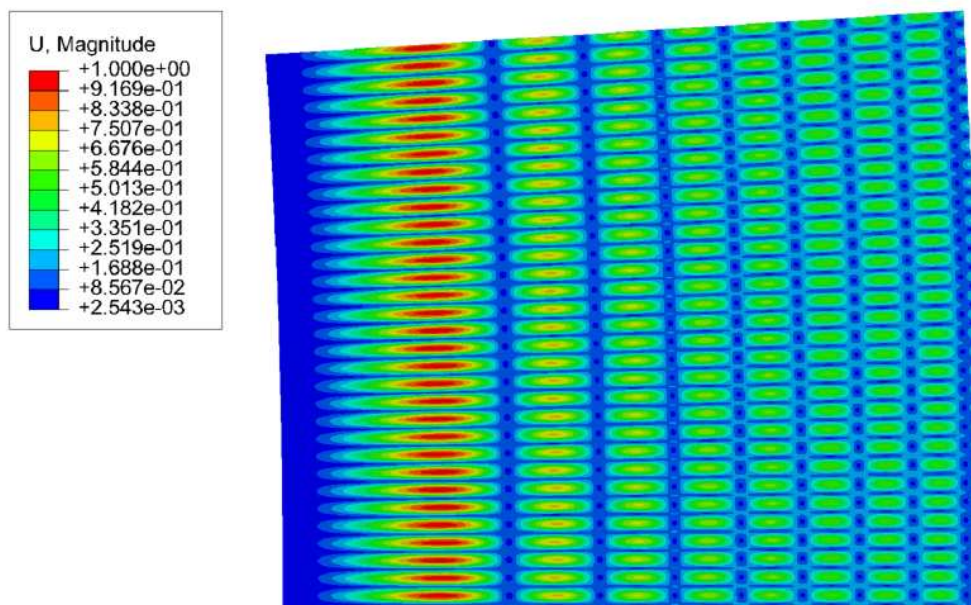
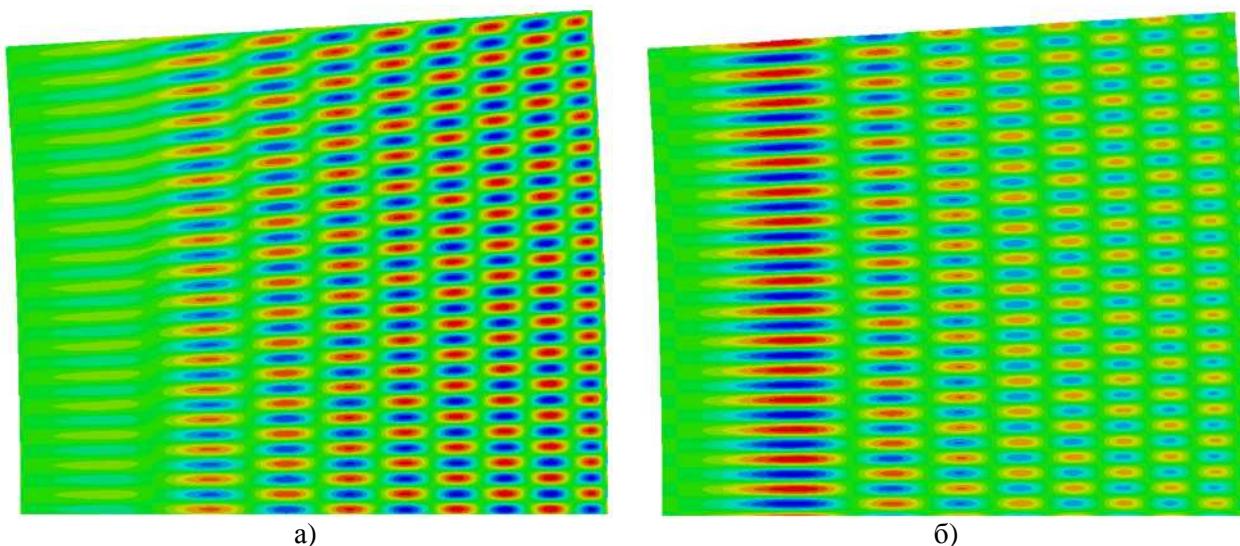


Рисунок 3 – Розподіл амплітуди коливань ультразвукової хвилі при поширенні в стінці труби діаметром 273 мм товщиною 10 мм частотою 1,01 МГц та кутовим хвильовим числом 100



а) поздовжні коливання із максимальною нормалізованою амплітудою 0,195,
б) поперечні коливання із максимальною нормалізованою амплітудою 1

Рисунок 4 – Розподіл амплітуди коливань об'ємних хвиль в стінці труби діаметром 273 мм товщиною 10 мм частотою 1,01 МГц

В результаті досліджень встановлено, що МЛ при поширенні в стінці магістрального газопроводу на частотах ультразвукового контролю 1-10 МГц практично мають однакові параметри із ультразвуковими спрямованими хвилями. Це можна пояснити тим, що радіус кривизни магістрального газопроводу є набагато більшим за довжину ультразвукової хвилі.

Література

1 Stoyko D.K. Finding a pipe's elastic and dimensional properties using ultrasonic guided wave cut-off frequencies / D. K. Stoyko, N. Popplewell, A. H. Shah // NDT & E International, 2010.- Volume 43.- Issue 7.- P.568-578.- ISSN 0963-8695.

2 Sale M. Semi-analytical formulation for the guided waves-based reconstruction of elastic moduli / Michele Sale, Piervincenzo Rizzo, Alessandro Marzani // Mechanical Systems and Signal Processing, 2011.- Volume 25.- Issue 6.- P. 2241-2256.- ISSN 0888-3270.

3 Cheng-Hung Yeh. Characterization of mechanical and geometrical properties of a tube with axial and circumferential guided waves / Cheng-Hung Yeh, Che-Hua Yang // Ultrasonics, 2011.- Volume 51.- Issue 4.- P. 472-479. – ISSN 0041-624X.

4 Feifei Zhang. Bulk-wave and guided-wave photoacoustic evaluation of the mechanical properties of aluminum/silicon nitride double-layer thin films / Feifei Zhang, Sridhar Krishnaswamy,

Carmen M. Lilley // Ultrasonics, 2006. – Volume 45. – Issues 1-4.- P. 66-76.- SSN 0041-624X.

5 Gavrić L.J. Computation of propagative waves in free rail using a finite element technique / L. J. Gavrić // Sound and Vib. - 1995. - №185(3). - P. 531-543. – ISSN 0022-460X.

6 Wilcox P. Dispersion and excitability of guided acoustic waves in isotropic beams with arbitrary cross section / P. Wilcox, M. Evans, O. Diligent, M. Lowe, P. Cawley // Review of Progress in Quantitative Nondestructive Evaluation - 2002. - Vol. 21. - P. 203 - 210. - ISSN 0003-6951.

7 Документація на пакет програм скінченно-елементного аналізу Comsol версія 3.5a. - COMSOL Inc., 2009. – 1 електрон. опт. диск (DVD-ROM) 12 см. – Системні вимоги: Pentium-266; 32 Mb RAM; DVD-ROM Windows 98/2000/NT/XP.- Назва з титул. екрану.

8 Fong K.L.J. A study of curvature effects on guided elastic waves / K. L. J. Fong. - PhD thesis. Imperial College London, 2005. – 209 p.

9 Lowe M.J.S. Matrix techniques for modeling ultrasonic waves in multilayered media / M.J.S. Lowe // IEEE Trans. Ultrason. Ferroelec. Fr. Contr.- 1995.- 42.- (4).- p. 525-542.

10 Викторов И.А. Физические основы применения ультразвуковых волн Рэля и Лэмба в технике. – М.: Наука, 1966. – 168 с.

11 Rose J.L. Ultrasonic Waves in Solid Media // Cambridge University Press.- 1999.- 476 p.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
25.11.11*

*Рекомендована до друку професором
Юрчишиним В.М.*

ДОСЛІДЖЕННЯ МІЦНІСНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ЗВАРНИХ З'ЄДНАНЬ ТРУБ, ОБРОБЛЕНИХ ГРАТОЗНІМАЧЕМ

Б.В. Копей, Т.П. Венгринюк, Мурад Бетайєб

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 40534,
e-mail: koreyb@iung.edu.ua

Наводяться дані експериментальних досліджень впливу способу зняття грату на міцнісні властивості зварних з'єднань технологічних трубопроводів нафтогазової промисловості за статичного, динамічного і циклічного навантажень. Встановлено, що ударна в'язкість зразків, оброблених гратоознімачем, є у 1,7 рази вищою, ніж оброблених механічним способом на токарному верстаті. Границя витривалості зразків у корозійному середовищі становить близько 50 МПа для обох способів зняття грату. Дослідження за швидкістю росту втомної тріщини на зразках із залишковим гратом показали, що їх величина зростає від $5 \cdot 10^{-6}$ до $1 \cdot 10^{-4}$ мм/цикл з моменту зародження до досягнення критичного стану. Тріщина зароджується в ранньому періоді роботи зразків, що відповідає 8-12% тривалості його роботи від початку випробовування до руйнування. Визначено кількісні показники довговічності з'єднань в залежності від висоти залишкового підсилення зварного шва.

Ключові слова: ресурс, трубопровід, пошкодження, дефект.

Приводятся данные экспериментальных исследований влияния способа снятия грата на прочностные свойства сварных соединений технологических трубопроводов нефтегазовой промышленности при статической, динамической и циклической нагрузках. Установлено, что ударная вязкость образцов, обработанных гратооснимателем, в 1,7 раза выше, чем у образцов, обработанных механическим способом на токарном станке. Предел выносливости образцов в коррозионной среде составляет около 50 МПа для обоих способов снятия грата. Исследования по скорости роста усталостной трещины на образцах с остаточным гратом показали, что она увеличивается с $5 \cdot 10^{-6}$ до $1 \cdot 10^{-4}$ мм/цикл с момента зарождения до достижения критического состояния. Трещины зарождаются в раннем периоде работы образцов, что соответствует 8-12% продолжительности его работы от начала испытания до разрушения. Определены количественные показатели долговечности соединений в зависимости от высоты остаточного усиления сварного шва.

Ключевые слова: ресурс, трубопровод, повреждение, дефект

In this article the data of the experimental researches the effect of removal method of welding burr on technical properties of welded joints of industrial pipelines in the oil and gas industry at static-dynamic and cycle loading are presented. It is proved that impact toughness of samples processed by burr-grinder is in 1.7 times higher than those processed by a mechanical tool. The endurance limit of the welded samples with residual burr showed that their values increased from the moment of initiation to the critical state with $5 \cdot 10^{-6}$ до $1 \cdot 10^{-4}$ mm per cycle. Crack initiation occurs in the early period of work samples consisting 8-12 % of the resource from the beginning of the test to its failure. The quantitative indicators are of the compounds durability defined subject to the height of remaining amplification of the weld seam and the radius of the transition from the walls to the reinforcement.

Keywords: resource, pipeline, damage, defect.

Для оцінки надійності трубопроводів доцільно розглядати найбільш ймовірну схему їх руйнування. Згідно проведеного аналізу статичних даних, послідовність реалізації аварій з технологічними дефектами зварювання простежується в такій послідовності. В кільцевому зварному з'єднанні поблизу дефекту (непровар, грубі пори, подрізи тощо) накопичуються пошкодження, які викликають ріст втомної тріщини. З досягненням втомною тріщиною критичних розмірів починається крихке або квазікрихке розповсюдження тріщини по металу кільцевого зварного з'єднання з наступним виходом в основний метал.

З врахуванням викладеного вище виконано ймовірний розрахунок на циклічну тріщиностійкість кільцевого зварного з'єднання і визначено кількість циклів навантаження до його руйнування з подальшою оцінкою надійності. Як об'єкт досліджували трубопровід діаметром 1220 мм із сталі 17Г1С з товщиною стінки 8 мм із робочим тиском 5,5 МПа. Головним чинником, що характеризує умови навантаження, є

внутрішній тиск, максимальна амплітуда якого не перевищує 1,0 МПа, а число циклів за умовний робочий період складає $2 \cdot 10^4$. Виявлено, що в процесі навантаження близько 80% припадає на тиски величиною амплітуди до 0,5 МПа, на середні амплітуди від 0,5 МПа до 1,0 МПа – 16,9%, 3,0% складають тиски амплітудою 1,2 МПа. Для опису змін амплітуд тиску використовували розподіл Вейбулла. Отримані результати засвідчили, що ймовірність руйнування трубопроводу в продовж 20-ти років експлуатації (від $1,5 \cdot 10^4$ до $6 \cdot 10^4$ циклів) досить висока, що також підтверджується аналізом статистики відмов [1].

Таким чином, цей підхід уможливило оцінку надійності зварних з'єднань трубопроводів за статичними розрахунками циклічної тріщиностійкості із врахуванням навантаження та дефектності.

При експлуатації технологічних трубопроводів, зварених контактної-стиком зваркою, часто виникають навантаження, які призводять в деяких випадках до руйнування зварних з'єд-

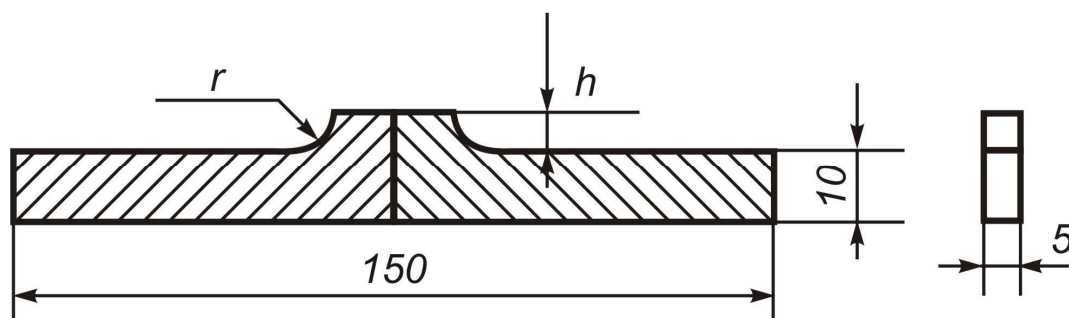


Рисунок 1 – Конструкція зразка для дослідження на опір втоми з контролем росту тріщин та поперечний шліф зварного з'єднання

нань. Руйнування, як правило, виникає в околі шовної зони – грату, або в зоні термічного впливу. На сьогоднішній день у процесі будівництва трубопроводів різного призначення, а також при кріпленні свердловин обсадними колонами використовують гратознімачі ударного типу роботи, що забезпечують рівномірне зчищення грату по всьому периметру з'єднань [2]. Грат виникає по всій лінії зварювання у вигляді шлакометалічного виступу, який зменшує прохідність перерізу трубопроводів і знижує його працездатність. Грат також збільшує місцеву жорсткість трубопроводу в зоні зварних з'єднань труб, що призводить до концентрації в них напружень і подальшого руйнування.

На даний час вплив способу зняття грату на механічні властивості зварних з'єднань досліджено недостатньо. В роботі [2] наводяться дані про поведінку зварних швів, оброблених гратознімачем. На особливу увагу заслуговує вивчення закономірностей руйнування зварних з'єднань, виконаних стиковою зваркою, після знімання грату у випадку динамічного навантаження.

Отже, оцінка впливу способу зняття грату на міцнісні властивості зварних з'єднань при статичному ударному і циклічному навантаженні є актуальною. Для дослідження було обрано дві групи зразків, вирізаних із тіла зварних труб із сталі 17Г1С: з обробленням грату на токарному верстаті і зняттям грату спеціальним гратознімачем [1]. Розмір зразків – 150x10 мм. Дослідження зразків на міцність на розтяг і ударну в'язкість проводили за стандартними методиками. Дослідження швидкості росту тріщин проводили на установці УРТ-8.

Дослідження опору зварних з'єднань корозійно-втомному руйнуванню проводили на установці ИМА-5. Зразки навантажували за схемою чистого згину з частотою обертання 25Гц. Корозійне середовище – 3%-ний водний розчин хлористого натрію. Результати випробувань представлено на рисунку 2.

Дослідження гладких зразків із зварними швами на розтяг підтвердили високі міцнісні властивості зварного з'єднання: границя міцності досягла величини $\sigma_B = 420$ МПа, що свідчить про еквівалентність механічних характеристик сталі і навколошовної зони за різних способів зняття грату.

Однак, як свідчать результати досліджень, при динамічному навантаженні зразків з надрізом на ударну в'язкість значно впливає спосіб зняття грату. При механічному способі зняття, робота, затрачена на руйнування зразків, менша, ніж при знятті гратознімачем (відповідно $a_n^M = 1,5$ МПа·м і $a_n^r = 2,5$ МПа·м відповідно для зразків з механічною обробкою шва і гратознімачем).

Дослідження на опір зварних гладких зразків корозійно-втомному руйнуванню показали, що їх механічна характеристика дещо нижча, ніж основного металу, але при цьому вплив способу зняття грату незначний.

Межа границі витривалості гладких зразків із швом становить близько 50 МПа при базі досліджень 50 млн. циклів.

Дослідження з визначення швидкості росту тріщини втоми у зразках при зніманні грату механічним способом на верстаті і за допомогою гратознімача показали, що спосіб зняття

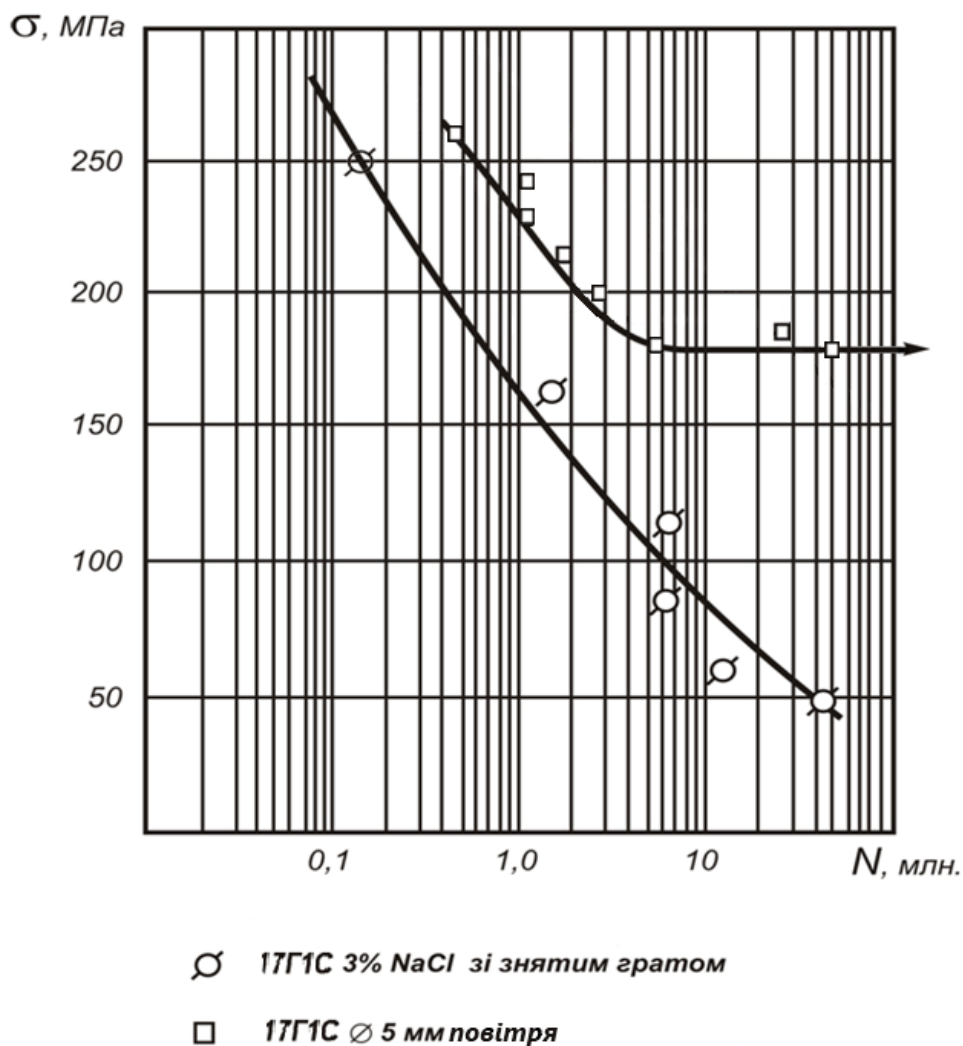


Рисунок 2 – Дослідження опору зварних з'єднань на корозійну втому

Таблиця 1 – Результати втомних досліджень зразків із знятим гратом

№ зрізця	N, млн.циклів		h, мм	r, мм
	механічним способом	гратознімачем		
1	-	0,846	4,0	4-5
2	-	1,2	3,0	4-5
3	2,1	-	3,0	4-5
4	4,58	-	2,0	4-5
5	-	0,591	2,0	2-3
6	2,085	-	1,0	2-3
7	-	0,40	2,5	2-3
8	0,602	-	2,0	2-3

грату не має значного впливу на міцнісні властивості зварних з'єднань. По-перше, було встановлено, що зварні шви, оброблені механічним способом на токарному верстаті, мали майже однакову довговічність із з'єднаннями, обробленими гратознімачами (рис. 2) [3].

Чим більша величина h, тим менше число циклів завантаження витримує зварний шов до руйнування, і чим менший, відповідно, радіус заокруглення r, тим нижча довговічність зраз-

ка. Такий вплив цих двох геометричних параметрів визначається рівнем концентрації напружень в місці переходу від тіла труби до залишкового підсилення.

По-друге, можна побачити, що довговічність зразка із знятим гратом залежить від висоти залишкового підсилення зварного шва h і радіуса r його переходу від стінки до підсилення (табл.1, рис. 3).

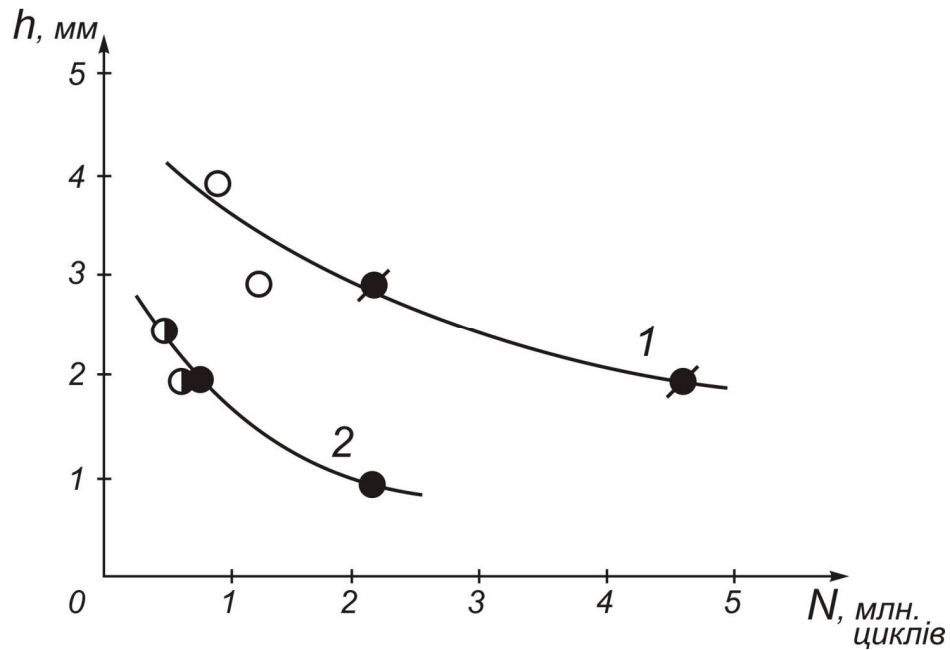


Рисунок 3 – Залежність числа циклів зварних з’єднань при циклічному навантаженні амплітудою $\Delta=1,2$ мм від величини залишкового зусилля шва h після обробки gratознімачем (○, ●) та на токарному верстаті (◐, ◑) для різних значень радіуса заокруглення g між gratом і стінкою труби

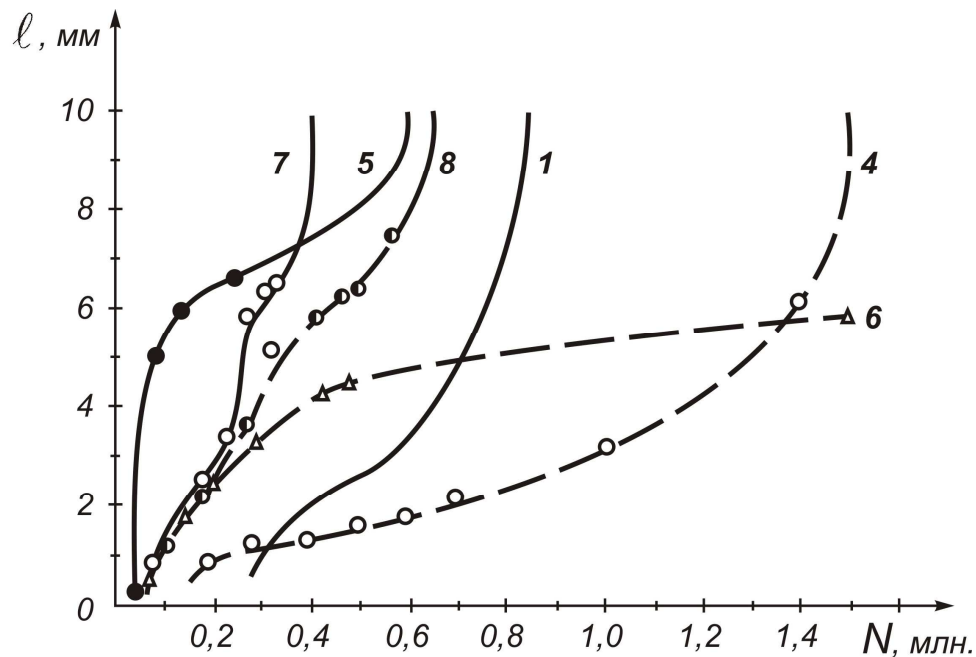


Рисунок 4 – Залежність довжини втомної тріщини від числа циклів навантаження зразків зі знятим gratом gratознімачем (1, 5, 7) та на токарному верстаті (4, 6, 8)

Величини швидкості росту тріщини втоми у взірцях із залишковим gratом зростають з моменту зародження тріщини до критичного стану з $5 \cdot 10^{-6}$ до $1 \cdot 10^{-4}$ мм/цикл. У ході випробувань встановлено, що тріщина, як правило, утворюється у зразках в момент часу, що відповідає 8-12% тривалості його роботи від початку випробувань до руйнування (рис. 4).

Висновок

Результати, проведених досліджень показали, що gratознімачі ударного типу дії позитивно впливають на механічні властивості зварних з’єднань завдяки характеру термомеханічного зміцнення, який полягає в пластичній деформації металу при зрізуванні gratу. Використання gratознімачів підвищує довговічність зварних з’єднань технологічних трубопроводів.

Література

- 1 Москвичев Е.В. Оценка надежности сварных соединений трубопроводов, удерживающие дефекты в виде непроваров / Е.В. Москвичев А.М. Лепихин // Весник Сибирского государственного аэрокосмического университета. – 2007. – №1. – С.123-124.
- 2 Борецкий В.Г. Устройство для удаления внутреннего грата при контактной стыковой сварке обсадных труб над устьем скважин / В.Г. Борецкий Ю.В. Скульский // Бурение. ВНИИОЭНГ. – 1977. – № 9. – С.140-143.
- 3 Шелепин Е.И Головка для зачистки концов труб / Е.И. Шелепин, П.И. Огородников, Ю.С. Замора [и др.] // Авторские свидетельства. Ивано-Франковский институт нефти и газа. – 1972. – №28. – С.40.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
07.11.11
Рекомендована до друку професором
Грудзом В.Я.*

КІНЕТИКА ТЕПЛООВОГО СТАНУ ПОТОКІВ ПРИРОДНОГО ГАЗУ В ТРУБОПРОВОДІ

В.Д. Шологон

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42157,
e-mail: public@nimg.edu.ua

Розглядаються питання теплообміну газового потоку в трубопроводі крізь багатошарову стіну з докільям. На основі математичної моделі стану природного газу досліджено процес дроселювання газу з використанням розробленого алгоритму дослідження кінетики для різних перерізів труби після звужуючого пристрою. Одержані теоретичні результати порівнюються з результатами експериментальних вимірювань температури газу після редукування на газорозподільній станції "Долина". Зроблено висновки про кінетику теплового потоку в трубопроводі після його дроселювання.

Ключові слова: природний газ, тепловий стан, трубопровід

Рассматриваются вопросы теплообмена газового потока в трубопроводе сквозь многослойную стену с окружающей средой. На основе математической модели состояния природного газа исследован процесс дроселирования газа с использованием разработанного алгоритма исследования кинетики для разных сечений трубы после суживающего устройства. Полученные теоретические результаты сравниваются с результатами экспериментальных измерений температуры газа после редуцирования на газораспределительной станции "Долина". Сделаны выводы о кинетике теплового потока в трубопроводе после дроселирования потока.

Ключевые слова: природный газ, тепловое состояние, трубопровод

The problems of heat flow in gas pipeline through a multilayered wall with the environment. Based on mathematical models of natural gas investigates throttling gas using the algorithm for studying the kinetics of different sections of pipe after narrowing device. The theoretical results are compared with results of experimental measurements of gas temperature after reduction at gas station "Dolina". The conclusions about the kinetics of heat flow in the pipeline after throttling the flow.

Keywords: natural gas, thermal state, the pipeline

Частка природного газу в енергетичному балансі України в загальному обсязі споживання первинної енергії перевищує 45%, а у світовому балансі первинних енергоресурсів у майбутньому збільшиться. Крім великих переваг природного газу перед іншими видами палива для комунально-побутових споживачів, він є ще й хорошим паливом для теплових і енергетичних установок, а також цінною сировиною для хімічної промисловості. Економічна перевага використання його як палива і як хімічної сировини створила міцну основу для швидкого розвитку газової промисловості – відкриття газових родовищ, будівництва мережі магістральних і розподільчих газопроводів та автомобільних газонаповнювальних компресорних станцій для широкого використання природного газу в якості моторного палива для транспортних засобів.

Важливим є визначення об'єму газу, що постачається на території України, і найчастіше цю задачу вирішують за допомогою методу змінного перепаду тиску. Переваги даного методу більш ґрунтовно описані в літературних джерелах [1, 2]. Для покращання методу змінного перепаду тиску необхідно розробити та застосувати уточнені алгоритми розрахунку як окремих коефіцієнтів у рівнянні витрати, так і значень витрати та кількості (об'єму) природного газу. Існує зворотний зв'язок між витратою газу та тиском і температурою, а саме: з практики вимірювань відомо, що не тільки витрата

газу визначається тиском і температурою, а й тиск і температура залежить від витрати. Вимірювані значення витрат, тиску, перепаду тиску і температури газу безпосередньо впливають на точність вимірювань об'ємів газу на витратомірних вузлах газорозподільної станції (ГРС) різних конструкцій. В реальних експлуатаційних умовах значення температури газу і температури трубопроводу та діафрагми конструктивних елементів вузла обліку дуже різняться між собою, проте в розрахунках за нормативною документацією береться однакове. Розподіл температури газу по перерізу труби може суттєво змінюватись, а градієнт температури газу вздовж трубопроводу залежить від багатьох факторів гідро- та термодинаміки потоку після редукування, а також теплопередачі з навколишнім середовищем.

Згідно нормативної документації методу змінного перепаду тиску не враховується значний перепад температури при редуванні, вплив навколишнього середовища та похибка методу вимірювання температури одним датчиком, яка змінюється по перерізу трубопроводу та вздовж нього після дроселювання, що і наведено в матеріалах 3-ї Міжнародної науково-практичної конференції з проблем економії енергії [1] та працях [2, 4, 5, 6].

Дослідженню підлягає кінетика теплового стану потоків природного газу в транспортному трубопроводі після редукування: розподіл температури теплоносія $\theta(r,t)$ в перерізі трубо-

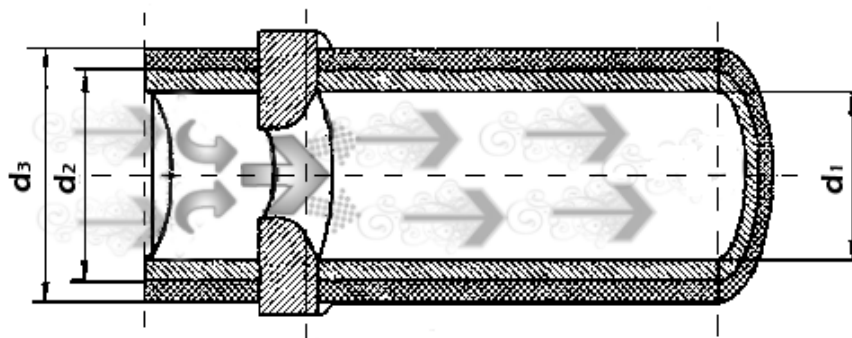


Рисунок 1 – Схема багатосарової стінки транспортного газопроводу з ЗП, який має теплообмін з навколишнім середовищем

проводу з радіусом p для довільного моменту часу τ , кінетика температури газу по довжині трубопроводу. Падіння тиску на редукторі відбувається в межах від $P_{ном}$ до 0,3 МПа. Початкова, температура газу після дроселювання $\theta_0 < \theta_{ном}$ залежить від експлуатаційних умов та процесу редукування в трубопроводі [3].

Для базової ейлерової системи циліндричних координат вектор теплового потоку в середовищі газу з коефіцієнтом теплопровідності $\lambda(\theta)$, зумовлений градієнтами температур $\nabla \theta$, запишемо у вигляді закону Фур'є [10]

$$q(\theta) = \lambda(\theta) \nabla_r \theta + \lambda(\theta) \nabla_z \theta. \quad (1)$$

Його компоненти задовольняють у довільний момент часу τ рівняння балансу тепла, зумовленого теплопровідністю та тепломасопереносом потоку, що рухається [7, 9]

$$\nabla q(\theta) = \rho(\theta) C_p(\theta) (\dot{\theta} + V_r \nabla_r \theta + V_z \nabla_z \theta), \quad (2)$$

де: $\dot{\theta}(r, z)$ – частинна похідна за часом від температури; ∇ – оператор Гамільтона; r, z – одиничні орти циліндричної системи координат; $V_r(r, z, \tau), V_z(r, z, \tau)$ – радіальна та осьова компоненти вектора швидкості рухливих об'ємів газу; $\rho(\theta), C_p(\theta), \lambda(\theta)$ – теплофізичні характеристики газу (густина, питома теплоємність, коефіцієнт теплопровідності для відомих значень температур).

Необхідно доповнити крайовими умовами на границі системи газовой потік-труба сформульовану задачу (2). Вважаємо, що граничні умови визначені на внутрішній поверхні труби $S_T = S_{T1} \cup S_{T2} \cup S_{T3}$ з вектором нормалі n значеннями [9, 10]:

- температур в умовах Діріхле

$$\theta(r, z, \tau) = \theta^*(r, z), (r, z) \in S_{T1}; \quad (3)$$

- густини теплових потоків q^* в умовах Неймана

$$\lambda(\theta) \nabla_n \theta(r, z, \tau) = q^*(r, z), (r, z) \in S_{T2}; \quad (4)$$

- коефіцієнтів тепловіддачі h і температуру навколишнього середовища $\theta_{сер}$ в умовах Коші-Ньютона

$$\lambda(\theta) \nabla_n \theta(r, z, \tau) = h(\theta(r, z, \tau) - \theta_{сер}), (r, z) \in S_{T3}. \quad (5)$$

Конкретизуючи розв'язку задачі тепломакопереносу (2) до рівнянь (3)-(5) додаємо початкові умови температурного розподілу для моменту часу $\tau = 0$:

$$\theta(r, z, \tau) |_{\tau=0} = \theta_0(r, z). \quad (6)$$

Крайова задача (1)-(6) описує розподіл температури в газовому потоці транспортного трубопроводу. Для середовища газу, що рухається із заданим вектором швидкостей $(V_r(r, z), V_z(r, z))$, рівняння переносу температури випливає з рівняння (2) у випадку, коли теплопровідність середовища газу λ відсутня. У цьому випадку диференціальне рівняння переносу (2) описує конвективну складову процесу дифузії температури і має вигляд [9]

$$\dot{\theta} = -V_r \nabla_r \theta - V_z \nabla_z \theta. \quad (7)$$

Диференціальне рівняння нестационарної теплопровідності, яке виникає із співвідношень (1)-(2) для нерухомого середовища газу ($V_r = 0, V_z = 0$),

$$\dot{\theta} = \nabla(\nabla_r \theta + \nabla_z \theta) \frac{\lambda(\theta)}{\rho(\theta) C_p(\theta)} \quad (8)$$

описує зміну температури середовища за рахунок молекулярної дифузії.

Коефіцієнт теплопередачі h в умові (5) для багатосарової стінки циліндричної труби з теплоізоляційним прошарком (рис. 1), що віднесений до одиниці довжини, визначається формулою [8-10]

$$h = K^{-1}(R) = \frac{\pi}{\frac{1}{\alpha_1 d_1} + \frac{\ln \frac{d_2}{d_1}}{2 \lambda_m} + \frac{\ln \frac{d_3}{d_2}}{2 \lambda_i} + \frac{1}{\alpha_2 d_2}}, \quad (9)$$

де: $d_1=2R$ - внутрішній діаметр труби, м; d_2 - зовнішній діаметр труби, м; d_3 - зовнішній діаметр теплоізоляції, м; λ_m - коефіцієнт теплопровідності металу труби, Вт/(м·К); λ_i - коефіцієнт теплопровідності теплоізоляції труби, Вт/(м·К); α_1 - коефіцієнт тепловіддачі від газу до металеві труби, Вт/(м²·К); α_2 - коефіцієнт тепловіддачі від теплоізоляції труби до повітря, Вт/(м²·К).

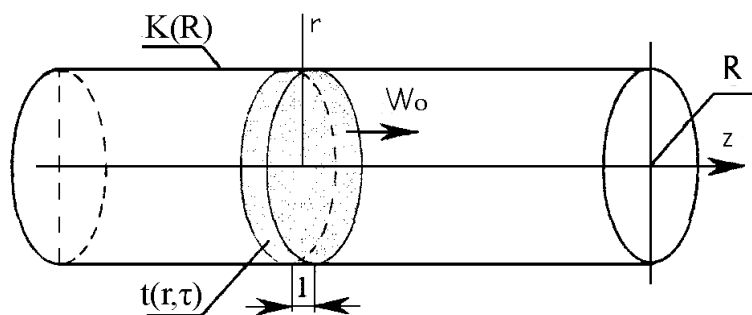


Рисунок 2 – Одиничний переріз об'єму газу, що рухається зі швидкістю W_0 і температурою $t(r, \tau)$ в трубопроводі радіусом R і термічним опором $K(R)$

Механізм процесу тепловіддачі при протіканні газу в прямих гладких трубах є дуже складним. Інтенсивність теплообміну залежить від швидкості протікання газу. Зміна температури газу відбувається як по радіусу, так і по довжині труби. Протікання газу в трубах може бути як ламінарним, так і турбулентним [9]. Про режим течії газу з відомою швидкістю V і кінематичною в'язкістю ν в трубопроводі діаметром d судять за числом Рейнольдса $Re = W \frac{d}{\nu}$.

Для розв'язання задачі нестационарної теплопровідності (8) в необмеженому за довжиною циліндричному тілі радіусом R (рис. 2) використали аналітичний метод, запропонований О.В. Ликовим [10]. Вважали, що температура циліндра залежить від радіуса r і часу τ . В початковий момент часу радіальний розподіл температури в циліндрі задавали у вигляді функції $f(r)$. У довільний момент часу циліндр знаходиться в середовищі із сталою температурою $T_c > \theta_0(r, 0)$ та сталим коефіцієнтом теплообміну H . Процес нагрівання залежить як від швидкості переносу тепла теплопровідністю середовища циліндра, так і від швидкості теплообміну з навколишнім середовищем.

Для знаходження температури в циліндричному тілі в будь-який момент часу вводимо заміну змінної $\vartheta(r, t) = t_c - \theta(r, t)$. Диференціальне рівняння теплопровідності (8) у випадку $\nabla_z \theta = 0$ набуває вигляду

$$\vartheta = a(\theta) \nabla \nabla_r \vartheta. \quad (10)$$

Початкові і граничні умови формулюємо у вигляді

$$\begin{aligned} \vartheta(r, 0) &= t_c - f(r) = f_1(r), \\ -\frac{\partial \vartheta(R, \tau)}{\partial r} + H \vartheta(R, \tau) &= 0, \\ \frac{\partial \vartheta(0, \tau)}{\partial r} &= 0, \quad \vartheta(0, \tau) \neq \infty. \end{aligned} \quad (11)$$

Розв'язок рівнянь (10)-(11) для необмеженого циліндра при коаксіальному розподілі ізо-терм щодо осі циліндра матиме вигляд

$$\vartheta = \frac{\theta(r, \tau) - \theta_0}{T_c - \theta_0} \quad (12)$$

$$= 1 - \sum_{n=1}^{\infty} A_n J_0\left(\mu_n \frac{r}{R}\right) \exp\left(-\mu_n^2 \frac{a\tau}{R^2}\right),$$

де: $A_n = \frac{2 J_1(\mu_n)}{\mu_n [J_0^2(\mu_n) + J_1^2(\mu_n)]}$ – сталі коефіцієнти (початкові теплові амплітуди), що залежать від критерію Біо-Бі [8,15];

$J_0(kr)$, $J_1(kr)$ – функції Бесселя першого роду нульового і першого порядку;

$$a(\theta, P) = \frac{\lambda(\theta)}{p(\theta, P) C_p(\theta)} \text{ – коефіцієнт тем-}$$

пературопровідності циліндричного тіла (газу), величина якого залежить від температури θ та тиску P газу в трубопроводі.

Якщо функції $J_0(\mu)$ і $J_1(\mu)$ розкласти в ряд

$$\frac{J_0(\mu)}{J_1(\mu)} = \frac{1}{Bi} \mu = \frac{1 - \frac{1}{2^2} \mu^2 + \dots}{\frac{1}{2} \mu - \frac{1}{2^2 4} \mu^3 + \dots}, \quad (13)$$

то отримаємо, що $\mu_1^2 = 2Bi$. Інші корені визначаються з рівняння $J_1(\mu) = 0$. У випадку, коли $0 < Bi < \infty$, корені μ_n залежать від Bi , а значить, і від радіуса циліндра.

Для об'єму середовища газу одиничного перерізу, що рухається в циліндричному трубопроводі після РД, вважали, що вектор швидкості є сталим ($W_r(r, \tau) = 0, W_z(r, \tau) = W_0$). Профіль температури рухливого об'єму $\theta(r, z, \tau)$ даного середовища змінюється в радіальному напрямку за рахунок теплопровідності та теплообміну з навколишнім середовищем, а також переміщується із заданою швидкістю в поздовжньому напрямку за малий проміжок часу $\Delta \tau$ на відстань $z = W_0 \Delta \tau$.

У цьому випадку диференціальне рівняння (7) описує конвективну дифузію температури об'єму газу потоком, що рухається в поздовжньому напрямку трубопроводу:

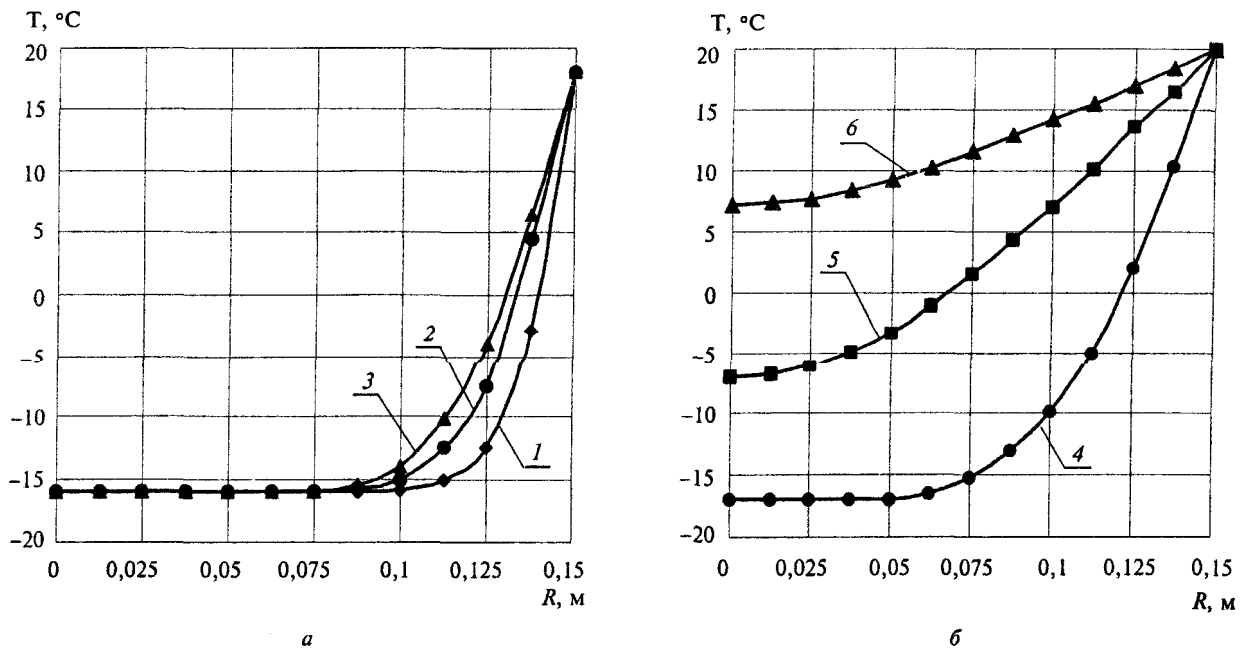


Рисунок 3 – Радіальний розподіл температури газу в трубопроводі після РД на відстані, пройдений за час: 1 – 10 с; 2 – 20 с; 3 – 30 с; 4 – 60 с; 5 – 300 с; 6 – 600 с

$$\dot{\theta} = -W_z \Delta_z \theta. \quad (14)$$

Чисельний розв'язок рівняння (14) записали у вигляді явної схеми

$$\theta(r, z, \tau + \Delta\tau) = \theta(r, z, \tau) - W_0 \Delta_z \theta(r, z, \tau) \Delta\tau. \quad (15)$$

Градієнти температур у поздовжньому напрямку трубопроводу

$$\Delta_z \theta(r, z, \tau) = \frac{\theta(r, z, \tau + \Delta\tau) - \theta(r, z, \tau)}{W_0 \Delta\tau}, \quad (16)$$

знаходили за двома чисельними розв'язками рівняння (11), які відрізняються інтервалом часу $\Delta\tau \rightarrow 0$.

У розробленій методиці розрахунку кінетики теплового стану потоків природного газу в транспортному трубопроводі після дроселювання використали схему Ейлера-Лагранжа [12]. Алгоритм аналітично-чисельного розв'язання задачі тепломасопереносу реалізували у вигляді програми в середовищі MathCad. Інтервал інтегрування рівнянь тепломасопереносу розраховували в програмі. Тестування програми і перевірку достовірності одержаних результатів виконали для осесиметричних задач тепломасопереносу з відомим аналітичним та чисельним розв'язком.

Як приклад для дослідження теплового стану природного газу вибрано типовий транспортний трубопровід діаметром 300 мм з відомими експлуатаційними показниками: витратою, тиском після РД, температурою газу до РД, перепадом тиску, товщиною стінки труби та термоізоляції, температурою навколишнього середовища, теплофізичними властивостями елементів термодинамічної системи газовой потік-труба-теплоізоляція-навколишнє середовище.

Результати чисельного експерименту наведені у вигляді графіків розподілу температури газу в радіальному (рис. 3) та поздовжньому (рис. 4) напрямках транспортного трубопроводу після РД.

За рахунок ефекту Джоуля-Томпсона температура газу в перерізі трубопроводу після РД однорідна і набуває значення 15°C ($\tau = 0$ с).

Швидкість газу в трубопроводі після РД становить $W = 1,3$ м/с. При протіканні газу розподіл температури в радіальному напрямку труби на відстані 13 м ($\tau = 10$ с) після РД показано на рис. 3, а. Тут спостерігається значний градієнт температури, який дорівнює 35°C в приповерхневій зоні трубопроводу діаметром 0,5 м, а значний об'єм газового середовища не змінює свій тепловий стан.

Через деякий час температура газу в радіальному напрямку труби стабілізується (рис. 3, а, б). Газ починає прогріватись по всій площі перерізу. На відстані 390 м ($\tau = 300$ с) після РД його температура змінюється в діапазоні від +12 до +20°C. Відповідно градієнти температур ∇t зменшуються до 8°C на радіусі труби. Квазістаціонарний режим теплового стану газу встановлюється на відстані, яка перевищує 780 м ($\tau = 600$ с) після РД. Радіальний градієнт температури в даний момент часу становить $\nabla t = 2^\circ\text{C}$.

Кінетика температури газу по довжині трубопроводу для дев'яти розрахункових точок (рис. 4), які знаходяться біля зовнішньої поверхні трубопроводу (три точки) та ближче до осі труби (шість точок), істотно відрізняється. Біля внутрішньої поверхні трубопроводу температура газу на відстані 13 м ($\tau = 10$ с) після РД набуває значення ~ 18°C, тобто вона стає близькою до температури навколишнього середовища 20°C. В міру віддалення від стінки труби газ

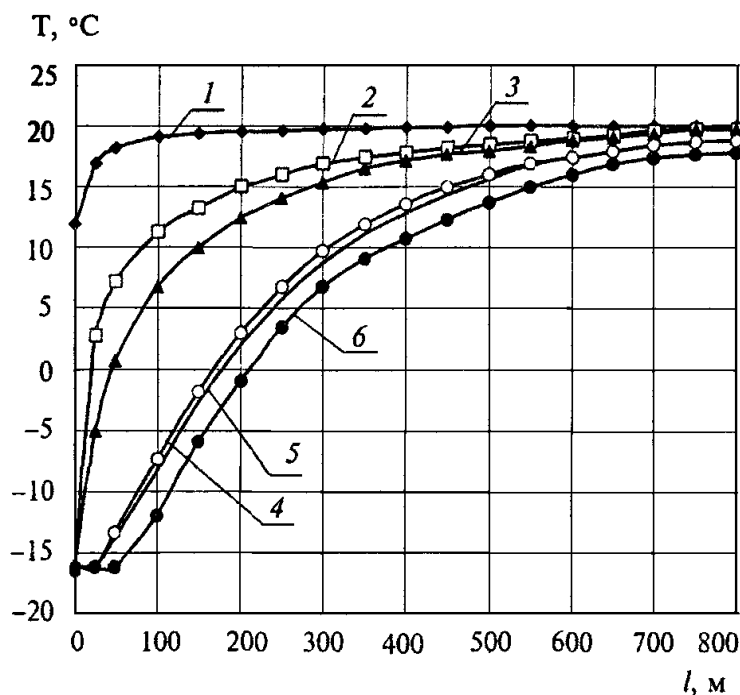


Рисунок 4 – Кінетика температури для дев'яти різних перерізів труби по довжині трубопроводу

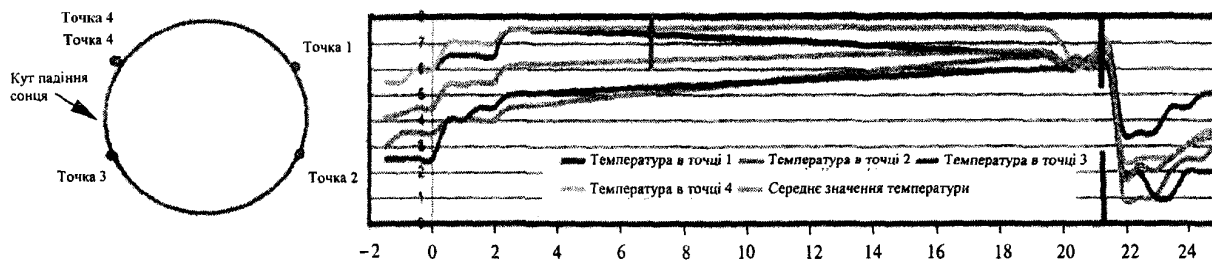


Рисунок 5 – Результати вимірювань температури поверхні трубопроводу на ГРС «Долина», проведені 24 квітня 2002 р. між 9,50 і 11,25 год, DN 300

проявляє теплову інерційність. Наприклад, для розрахункових точок з радіусом $R = 0,126$ та $R = 0,114$ м зміна температури газу на відстані $100d = 30$ м ($\tau = 23$ с) становить $t = -2 - +5$ °С. Ближче до осі трубопроводу ($R < 0,126$ м) температура об'єму газу не відрізняється від початкової на відстані до 50 м після РД. На подальшій відстані поздовжні та радіальні градієнти температури в даних контрольних точках (див. рис. 3, 4) змінюються швидше, ніж у приповерхневій зоні трубопроводу. Термодинамічна рівновага в системі газовий потік-труба-навколишнє середовище встановлюється на відстані від РД, яка перевищує 800 м (рис. 4).

Отже, можна стверджувати, що розроблена модель стосовно розрахунку теплового стану природного газу в транспортному трубопроводі забезпечує визначення закономірностей розподілу температури потоку рухливих об'ємів теплоносія для довільного моменту часу.

Висновки

Розроблена математична модель кінетики теплового стану потоків природного газу в трубопроводі після редукування дає можливість встановити закономірності розподілу температур у радіальному та поздовжньому напрямку рухливих об'ємів теплоносія.

Необхідно застосувати складнішу математичну постановку задачі тепломасопереносу та гідравліки для визначення точних кількісних показників теплового стану газу, яка враховує розподіл тиску, зміну вектора швидкості газу в трубопроводі після ЗП, залежність від температури його ідродинамічних та теплофізичних властивостей.

Суттєвий вплив радіальних та поздовжніх градієнтів температур на значення контрольованої температури газу одним термометром, що розміщений у гільзі трубопроводу підтверджують результати теоретичного та експериментального дослідження.

Аналізуючи математичну модель і експериментальні дослідження, можна сказати, що температура газу та труби після редукування не досягають термодинамічної рівноваги. Градієнт температури зберігається на відстані значно більшій, ніж $100d$, яка визначена достатньою для вузла обчислення, і тому температура теплоносія в зоні діафрагми, яка використовується в розрахунках його об'єму, буде відрізнятися від показників температури в гільзі термометра.

Для значного зменшення похибки методу вимірювання температури необхідно брати величину показів з двох давачів, встановлених на визначеній відстані в транспортному трубопроводі до і після діафрагми. У зоні діафрагми трубопроводу температуру газу можна визначити простим перерахуванням за даними градієнта температур, зафіксованого першим та другим термометром, і відстані, на якій вони розміщені.

Описаний метод вимірювання температури газу за показниками двох давачів дає можливість істотно підвищити точність вимірювання об'ємів постачання газу в газотранспортній мережі України.

Література

1 Пістун Є. Перспективи підвищення точності обліку природного газу / Є. Пістун // Проблеми економії енергії: зб. матер. 3-ї Міжнар. наук.-практ. конф., Львів, 10-14 жовтня 2001 р. - Львів, 2001.

2 Волосянко В.Д. Аналіз розбіжностей у результатах обчислень об'єму газу, проведених різними засобами вимірювань / В.Д. Волосянко, М.І. Гончарук, Н.Ф. Матяш // Нафтова і газова промисловість. — 2001. — № 6. — С. 47-51.

3 Розгонюк В.В. Експлуатаційнику нафтогазового комплексу: Довідник / В.В. Розгонюк, Л.А. Хачирян, М.А. Григіль. — К.: Росток, 1998.

4 Пономарьов Ю.В. Аналіз різних алгоритмів розрахунку об'ємної витрати газу в системі газовимірювань / Ю.В. Пономарьов, М.І. Болховін, О. Котуза // Стандартизація, сертифікація, якість. — 2002. — № 2. — С. 58-61.

5 Правила вимірювання витрати та кількості природного газу за методом змінного перепаду тиску зі стандартними пристроями звуження потоку: Проект університету "Львівська політехніка": під керів. Є. Пістуна. — Львів: Укртрансгаз, УкрЦСМ, 2003.

6 Крищук М.Г. Тепловий стан природного газу в транспортному трубопроводі після дроселювання / М.Г. Крищук, В.П. Коваль, Л.Р. Довган, Б.І. Прудніков // Наукові вісті НТУУ «КПІ». — 2003. — № 5. — С. 36-44.

7 Справочник по транспорту горючих газів: под ред. К.С. Зарембо. — М., 1962. — 888 с.

8 Довідник експлуатаційникові газонафтового комплексу / В.В. Розгонюк, Л.А. Хачикян, М.А. Григіль, О.С. Удалов, В.П. Нікішин. — К.: Росток, 1998. — 430 с.

9 Теоретические основы хладотехники. Тепломассообмен / СМ. Богданов, Н.А. Бучко, Э.И. Гуйго и др.. — М.: Агропромиздат, 1986. — 320 с.

10 Лыков А.В. Теория теплопроводности. — М: Гостех-издат, 1967. — 324 с.

11 Юдаев Б.Н. Теплопередача. — М.: Высш. шк., 1981. — 318 с.

12 Крищук Н.Г. Численное моделирование процессов тепломассопереноса при исследовании термонапряженного состояния триботехнических систем / Н.Г. Крищук, Л.М. Бондарь // Пробл. прочности. — 1993. — № 11. — С. 50-58.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
21.11.11*

*Рекомендована до друку професором
Грудзом В.Я.*

Наука — виробництву

УДК 622.24.06

ОБҐРУНТУВАННЯ ВПЛИВУ ПРОМИВАЛЬНОЇ РІДИНИ, ОБРОБЛЕНОЇ ЕЛЕКТРИЧНИМ СТРУМОМ, НА ФІЗИКО-МЕХАНІЧНІ ВЛАСТИВОСТІ ГІРСЬКИХ ПОРІД У ПРОЦЕСІ БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН

О.М. Давиденко, П.П. Поліщук

ДВНЗ «Національний гірничий університет»; 49027, м. Дніпропетровськ, пр-кт Карла Маркса, 19,
тел. (0562) 466346, e-mail: p a v e l 2 5 @ i . u a

У процесі спорудження свердловин та виконання бурових робіт для найбільш повної відповідності вимогам технології буріння в конкретних геолого-технічних умовах пропонується електрохімічна обробка промивальної рідини постійним електричним струмом, що дасть змогу змінювати значення рН рідини в широких межах (від 3 до 10). Описано вплив зміни значення рН на властивості бурових розчинів. Подаються результати експериментальних досліджень впливу на фізико-механічні властивості твердих гірських порід промивальної рідини електрохімічно обробленої постійним електричним струмом. Обґрунтовано вплив значення водневого показника рН на ефективність зниження міцності гірських порід та їх руйнування в місцях контактування поверхні породи, промивальної рідини і породоруйнівного інструменту.

Ключові слова: промивна рідина, електрохімічна обробка, адсорбція, водневий показник рН.

В процессе сооружения скважин и выполнения буровых работ для наиболее полного соответствия требованиям технологии бурения в конкретных геолого-технических условиях предлагается электрохимическая обработка промывочной жидкости постоянным электрическим током, что позволит изменять значение рН жидкости в широких пределах (от 3 до 10). Описано влияние изменения значения рН на свойства буровых растворов. Представлены результаты экспериментальных исследований влияния на физико-механические свойства твердых горных пород промывочной жидкости электрохимически обработанной постоянным электрическим током. Обосновано влияние значения водородного показателя рН на эффективность снижения прочности горных пород и их разрушение в местах контактирования поверхности породы, промывочной жидкости и породоразрушающего инструмента.

Ключевые слова: промывочная жидкость, электрохимическая обработка, адсорбция, водородный показатель рН.

Electrochemical processing of the drilling fluid by direct current which allows to change liquid pH to a great extent (from 3 to 10) may be implemented in the process of wells construction and drilling operations performance in order to fulfill the drilling technology requirements under the specific geological and technical conditions. The influence of the pH value changes on the drilling fluids' properties is described in the article. The article represents the results of experimental studies of the washing liquid, which was electrochemically processed by the direct current, on the physical and mechanical properties of solid rocks. The influence of pH on the rocks strength reduction rate and their fracturing during the contact among the rock surface, drilling fluid and rock cutting tool is reasoned in a given article.

Keywords: circulating fluid, electrochemical treatment, adsorption, pH.

Вибір методу обробки бурового розчину полягає в досягненні такої відповідності властивостей промивальної рідини геолого-технічним умовам, за якої виключаються або зводяться до мінімуму порушення стінок свердловини, поглинання або інші ускладнення процесу буріння. Буровий розчин вибирають з урахуванням класифікації гірських порід: за стійкістю у процесі буріння; за механізмом порушення цілісного стану; за чутливістю до фізичного та хімічного впливу бурових розчинів. Характер та інтенсивність взаємодії бурового розчину з

пробурюваними гірськими породами, визначаються походженням і складом дисперсного середовища промивальної рідини.

Дисперсійним середовищем для бурових розчинів на водній основі є вода – найбільш поширена сполука, що має дуже важливе значення в різноманітних процесах живої і неживої природи та практичної діяльності людини. Через наявності у молекулі двох різних пар електронів вода є дуже хімічно активною сполукою. Вона розчиняє багато неорганічних і органічних речовин.

Електричні властивості бурових розчинів досліджено ще недостатньо, що зумовлено, очевидно, багатоконпонентним складом цих дисперсій. Однак у промисловості вже широко використовують технологічні процеси, здійснення яких стало можливим тільки завдяки наявності електричних властивостей в дисперсних системах.

На даний час добре відомо, що вода є слабким електролітом і тому незначною мірою піддається самовільній, спонтанній дисоціації. У водних розчинах наявна не лише дисоціація молекул самої води, а й дисоціація домішок, розчинених у ній. Досліджуючи процес дисоціації чистої води, яка не містить розчинених в ній речовин, маємо справу з аномальною рухливістю іонів водню H^+ та гідроксиду OH^- , що свідчать про особливий механізм їх руху та формування подвійного електричного шару на межі розділу фаз [1]. Це явище викликає значний інтерес як можливість вирішення як практичних, так і прикладних задач в бурінні.

Дію постійного електричного струму може бути використано для регулювання структурно-механічних властивостей бурових розчинів, збагачення та поліпшення якості глин, зміцнення стінок свердловин, звільнення прихопленого інструменту та інших цілей [2, 3].

Розглянемо структуру процесу обробки рідини постійним електричним струмом, так званої електрохімічної обробки. Як було зазначено вище, вода частково самовільно дисоціює на іони водню H^+ та гідроксиду OH^- , які в однаковій кількості знаходяться в одиниці об'єму дисоційованої води і особливих властивостей не виявляють. Проте картина зміниться, якщо на дисоційовану воду накласти електричне поле, яке утворюється внаслідок проходження постійного електричного струму через електроди електрохімічної системи. У цьому випадку іони дисоційованої води переміщатимуться: іон гідроксиду OH^- – до анода, а іон водню H^+ – до катода. Таким чином, у досить чисельному електричному полі відбудеться розподіл іонів дисоційованої води – поблизу катода утворюється кислотна фракція, де будуть переважати надлишкові протони H^+ , а поряд з анодом – лужна з переважанням іонів гідроксиду. Проте, якщо вчасно не видалити воду, що накопичилась біля електродів, то за порівняно короткий час внаслідок дифузії розподіл на кислотну та лужну фракції припиниться й відбудеться взаємокомпенсація протилежно заряджених іонів.

Обробка постійним електричним струмом промивальної рідини як процес здійснюється в умовах мінімального виділення тепла електрохімічного і електрофізичного впливів на воду з іонами і молекулами розчинених речовин, що містяться в області її просторового заряду на поверхні електрода (анода чи катода) електрохімічної системи при нерівноважному перенесенні заряду через границю «електрод-електроліт» електронами [4].

Після проведення обробки електричним струмом рідина переходить в метастабільний, так званий активований стан, який характери-

зується аномальними значеннями фізико-хімічних параметрів, у тому числі окислювально-відновного потенціалу, пов'язаного з активністю електронів у воді, електропровідності, водневого показника рН, поверхневого натягу та інших параметрів і властивостей. Мимовільно змінюючись в часі, змінені попереднім зовнішнім впливом електричного струму параметри і властивості рідини, поступово досягають початкових рівноважних значень внаслідок релаксації.

Зазначимо також, що електрохімічна обробка рідини постійним електричним струмом дозволяє змінювати значення водневого показника рН від 3 (що відповідає кислотній фракції) до 10 (лужна фракція). Тобто промивальна рідина набуває властивостей кислоти або лугу, не будучи такою за хімічним складом.

У бурових промивальних рідинах концентрація водневих іонів може змінюватися в широких межах. Ступінь кислотності або лужності бурових розчинів істотно впливає на прояв ними інших властивостей. Так, змінюючи величину рН, можна змінювати реологічні і фільтраційні властивості, інгібуючу здатність бурових розчинів, їх седиментаційну стійкість та ін. Величина рН також впливає на розчинність неорганічних реагентів (солей) і ефективність дії полімерних реагентів. При цьому оптимальні значення рН знаходяться, як правило, в діапазоні від 9 до 11.

Однак для лужних середовищ із зростанням рН збільшується ймовірність [5]:

- порушень стійкості стінок свердловин, складених глинистими породами, за рахунок їх додаткового зволоження в результаті інтенсифікації електроосмотичних процесів;

- хімічного диспергування (пептизації) глинистих порід, що ускладнює їх видалення з бурового розчину, викликаючи тим самим зростання його щільності, в'язкості і статичної напруги зсуву;

- зниження природної проникності продуктивних піщано-глинистих колекторів через зменшення розмірів порових каналів, обумовленого набряканням глинистої складової продуктивних пластів, а також через закупорювання цих каналів мігруючими в них глинистими частинками.

Для визначення впливу на фізико-механічні властивості твердих гірських порід при обробці їх промивальною рідиною, яка зазнала електрохімічного впливу постійного електричного струму, були проведені експериментальні дослідження на установці УМП-3 методом статичного вдавлювання металевого штампа (індентора) в зразки, представлені керновим матеріалом середньозернистого граніту. Досліджувана поверхня зразків ділилася на чотири рівних сектори. Перший сектор залишався в необробленому, сухому стані. Другий – змочувався відносно нейтральною водопровідною водою (рН = 6,5). Третій і четвертий сектори оброблялися кислотною і лужною рідиною з рН = 3 і рН = 10 відповідно, отриманою шляхом електрохімічної обробки рідини постійним

струмом. У кожному секторі проводилося вдавлення металевого індентора із подальшою побудовою графіків на одному аркуші. При аналізі отриманих графічних залежностей навантаження від занурення штампа (деформації) визначено такі параметри: найбільше навантаження P_p (кН), за якого відбувається крихке руйнування гірської породи; твердість за штампом $p_{ш}$ (кН/мм²), що обчислюється як відношення найбільшого навантаження до площі штампа; питома об'ємна робота руйнування A_v , яка визначається діленням загальної роботи A_p , витраченої до моменту руйнування, на об'єм лунки V , що утворилася в процесі руйнування. У ході обробки даних облік вівся за середньозваженим значенням величин, отриманих під час випробувань.

Результати експериментальних досліджень свідчать про те, що вплив кислотної складової електрохімічно обробленої рідини дозволяє знизити величину навантаження, за якої відбувається руйнування породи, всередньому на 7÷8%, а вплив лужної складової – відповідно на 9÷10% порівняно з впливом рідини, не обробленої електричним струмом. Водночас при використанні лужної фракції рідини спостерігається значне зменшення величини питомої об'ємної роботи руйнування. В середньому воно складає 22÷24%, а в окремих випадках – до 40%, що в свою чергу, повинно забезпечити підвищення механічної швидкості та ефективності буріння. Також як наслідок знижується знос бурових доліт та інструменту при бурінні гірських порід.

На нашу думку, зниження величини навантаження, за якої відбувається руйнування породи, з одночасним зменшенням величини питомої об'ємної роботи руйнування досягається внаслідок ефекту адсорбційного зниження міцності твердих тіл. Згідно з енергетичним трактуванням ефект зменшення міцності характеризується зниженням роботи на утворення нових поверхонь в твердому тілі у процесі деформації і руйнування під впливом формування на них адсорбційного шару. За силовим трактуванням проникнення адсорбційного шару по поверхні дефекту (мікротріщини), що розвивається, пов'язане з виникненням розсувного зусилля.

Адсорбційне зниження твердості відбувається внаслідок підвищення спорідненості породи, що руйнується, до промивної рідини. Це проявляється в інтенсивному зв'язуванні водних (гідратних) оболонок на внутрішній поверхні мікросцілин або їх устях. Утворення водних оболонок на поверхнях твердого тіла та зміна їх товщини може відбуватися при зміні концентрації позитивно або негативно заряджених іонів (іони водню H^+ та гідроксиду OH^-), які можуть адсорбуватися на поверхні твердого тіла з утворенням так званого подвійного електричного шару. Такий шар складається з двох частин: адсорбційного шару, пов'язаного з поверхнею, і рухомого – дифузного шару. До адсорбційного шару входять іони однойменного знаку – негативні іони (аніони) або позитивні іони (катіони) і частина протилежно заряджених

іонів. Решта надлишкових протилежно заряджених іонів, необхідних для дотримання загальної електронейтральності, утворюють дифузний шар (іонну атмосферу), щільність якого з віддаленням від поверхні поступово зменшується.

Падіння електричного потенціалу в дифузній частині подвійного шару, тобто різниця потенціалів між нерухомим адсорбційним шаром та зовнішньою границею дифузної оболонки, є електрокінетичним потенціалом твердої поверхні в даній рідині й характеризує її заряд. При дуже малих концентраціях дисоційованих іонів нерухомий адсорбційний шар ненасичений. Підвищення концентрації іонів у рідині викликає адсорбцію їх з однойменно зарядженими іонами адсорбційного шару. При цьому відбувається перехід відповідної кількості протіонів із рідини в дифузний шар. Цей процес супроводжується збільшенням електрокінетичного потенціалу поверхні твердого тіла.

Дифузний шар іонів зв'язує з поверхнею велику кількість води, яка міститься в цьому шарі. Тому утворення дифузного подвійного шару на поверхні значно збільшує товщину зв'язаного з нею гідратної оболонки, особливо за рахунок гідратованих іонів, які утворюють дифузний шар. Рівень гідратації поверхні за рахунок подвійного шару певною мірою характеризується величиною електрокінетичного потенціалу.

Одночасно з утворенням подвійного електричного шару іони дисоційованої води можуть вступати в обмінну адсорбцію з іонами поверхні твердого тіла. При цьому відбуватиметься підвищення інтенсивності взаємодії поверхні з водою (збільшення гідрофільності). Так, наприклад, повинна діяти лужна складова електрохімічно обробленої рідини на карбонатні породи. На поверхні цих гірських порід будуть адсорбуватися аніони OH^- , а в дифузійний шар переходитимуть протилежно заряджені іони. Одночасно з адсорбцією іонів у подвійному шарі відбувається обмін аніонами CO_3^{2-} та OH^- в безпосередній близькості біля поверхні породи, що також підвищує гідрофільність поверхні. З підвищенням концентрації така обмінна адсорбція сама по собі призводить до безперервного збільшення ефективності зменшення міцності до визначеного значення, яке відповідає насиченню шару. Тобто маємо прямий зв'язок між концентрацією іонів водню H^+ та гідроксиду OH^- , що виражається через значення водневого показника рН, та ефективністю зниження міцності гірських порід при проведенні руйнування в зоні контакту поверхні породи, промивальної рідини та породоруйнівного інструменту.

Висновки

Викладене вище переконливо доводить, що слід дуже ретельно підходити до процесу регулювання значення рівня рН очисних агентів, зважаючи на геолого-технічні умови проведення бурових робіт і цільове призначення сверд-

ловини. Промивальну рідину, оброблену постійним електричним струмом, внаслідок чого досягається зміна її водневого показника рН у досить широких межах, можна застосовувати з метою підвищення техніко-економічних показників процесу буріння свердловин.

Література

1 Коровкин Н.В. Электрохимическая энергетика / Коровкин Н.В. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 264 с.

2 Кирич Л.В. Воздействие активационной обработки на эксплуатационные характеристики глинистых дисперсий, применяемых в нефтедобыче: дисс. на соискание уч. степени канд. техн. наук по спец. 02.00.11 / Кирич Леонид Валентинович. – Казань, 2004. – 149 с.

3 Мариампольский Н.А. Перспективы использования электроактивации сред в нефтегазодобывающей промышленности / Н.А. Мариампольский, Е.В. Осипов, С.А. Рябоконь Книга тезисов второго совещания по электрохимической активации. – Казань, 1986. – С. 49–52.

4. Герловин Л.И. Основы единой теории всех взаимодействий в веществе / Л.И. Герловин. – Л.: Энергоатомиздат, 1990. – 427 с.

5 Овчинников В.П. Буровые промывочные жидкости: учеб. пособие для вузов / В.П. Овчинников, Н.А. Аксенова. – Тюмень: Изд-во «Нефтегазовый университет», 2008. – 309 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії

12.11.11

*Рекомендована до друку професором
Коцкуличем Я.С.*

ПІДВИЩЕННЯ ГЕРМЕТИЧНОСТІ ТА РЕМОНТНОПРИДАТНОСТІ РІЗЬБОВИХ З'ЄДНАНЬ ОБСАДНИХ І НАСОСНО-КОМПРЕСОРНИХ ТРУБ МЕТАЛІЗАЦІЙНИМ ПОКРИТТЯМ

І.І. Палійчук, В.Б. Коней, О.Б. Марцинків

*ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська 15, тел. (03422) 44277,
e-mail: public@nung.edu.ua*

На основі газополуменевого металопорошкового напилення герметизуючого шару розроблено спосіб відновлення герметичності з'єднань обсадних і насосно-компресорних труб. Розроблені ремонтнопридатні конструкції муфтових з'єднань і спосіб підвищення їх герметичності. Розроблено методики їх проектування і технологічного забезпечення. Дослідні випробування цих з'єднань з ущільненням підтвердили підвищення їх працездатності в експлуатаційних колонах.

Ключові слова: герметичність, різьбове з'єднання, обсадна труба, ремонтнопридатність, металізаційне покриття, металопорошкове напилення.

На основе газопламенного металопорошкового напыления герметизирующего слоя разработан способ восстановления герметичности соединений обсадных и насосно-компрессорных труб. Разработаны ремонтнопригодные конструкции муфтовых соединений труб и способ повышения их герметичности. Разработана методика их проектирования и технологического обеспечения. Опытные испытания этих соединений с уплотнением подтвердили повышение их работоспособности в эксплуатационных колоннах.

Ключевые слова: герметичность, резьбовое соединение, обсадная труба, ремонтнопригодность, металлизационное покрытие, металлопоршковое напыление.

The restoration technique of impermeability of casing and tubing pipes joints is designed on the basis of gas-flame powder spraying of pressurizing metallic layer. Maintainable designs of coupling pipes joints and the technique to increase their impermeability are elaborated. Their design technique and procedures of their technological support are elaborated. Experimental testing of these joints with seal assembly has confirmed the increase of their working capacity in production strings.

Keywords: leakproofness, threaded joint, casing pipe, maintainability, metallized coating, powder spraying.

Ефективність і безпека експлуатації нафтових і газових свердловин у складних гірничо-технічних умовах залежить від надійності обсадних колон, що потребує удосконалення їх конструкцій і технологій виготовлення.

Найбільш технологічними для збирання обсадних колон в умовах промислів є муфтові різьбові з'єднання. Але різьби конструктивно є негерметичними, а застосовані герметики і засоби повторної герметизації часто не витримують високих експлуатаційних навантажень, які діють у свердловині. Розлади стандартних різьбових з'єднань є причиною 70% усіх ускладнень, пов'язаних з обсадними колонами. Це призводить до значних матеріальних втрат, зниження продуктивності відбору сировини, забруднення надр і довкілля. Особливо гостро проявляється втрата герметичності при розвідці та розобці газових і газоконденсатних родовищ.

Аналіз якості кріплення свердловин по ВАТ "Укрнафта" за 7 років показав, що у 33% споруджених свердловин виникали міжколонні тиски. Їх основною причиною була негерметичність різьбових з'єднань. Міжколонні перетікання та газопрояви відбувались у 19 свердловинах Долинського нафтопромислового району Прикарпаття. Це спричинило додаткові витрати на їх повторну герметизацію спеціальними методами. Через негерметичність з'єднань обсадних труб не вдалося відремонтувати 3 свердловини, які переведені у дефектні зі спеціальним режимом експлуатації.

Для герметизації різьбових з'єднань українськими науковцями були розроблені способи металізації поверхонь різьб [1]. Їх суть полягає у нанесенні на різьбу шару м'якого металу, який заповнює впадини трикутного профілю. При згвинчуванні вершини витків різьби заглиблюються у м'який метал, який за рахунок пластичності заповнює зазори та нерівності на поверхнях різьби, чим створює металічне ущільнення.

Для цього застосували спеціальний електродуговий металізаційний апарат ЕМ-6 [1]. При плавленні двох алюмінієвих дротів у електродузі краплі металу підхоплювались струменем стисненого повітря, розпорошувались на дрібні частки і сильно вдарились до поверхні різьби. Для покращення їх зчеплення з основою муфту повільно обертали і нагрівали до 400°C.

Спосіб електродугового плавлення зумовив застосування алюмінієвого дроту як дешевого і недефіцитного, хоча позитивні результати показали також більш пластичні метали олово і свинець. Для створення електродуги необхідний генератор постійного струму з жорсткою характеристикою та низькою електромагнітною інерцією, що виключає джерела змінного струму. Стиснене повітря потребує ретельного очищення від вологи і масел. Для металізації внутрішніх різьб муфт необхідні спеціальні пристрої та устаткування [1]. Все це обмежило поширення розробленого методу у промислових умовах.

Напилення алюмінію підвищує антикорозійну стійкість різьб у агресивних середовищах при високих температурах, тисках і значних глибинах. Дослідно-промислові випробування підтвердили надійність ущільнених м'яким металом різьбових з'єднань трикутного профілю, які залишались герметичними за граничних внутрішніх тисків, допустимих міцністю тіла труби [1].

Висока ефективність металізаційного методу герметизації різьбових з'єднань труб зберігає актуальність і потребує удосконалення у нафтогазовій промисловості. Для підвищення його економічності та універсальності необхідно вибрати найбільш раціональні способи металізації, матеріали і обладнання.

Вибір герметизуючого матеріалу

При виборі матеріалу для герметизації різьбових з'єднань слід виходити з основної функції, яку має виконувати герметизуючий шар – це заповнення та ізолювання впадин і мікронерівностей на поверхнях різьби за рахунок його деформацій. Для цього придатні метали, які пластично деформуються при напруженнях, рівних контактним тискам у з'єднанні під дією експлуатаційних тисків. Це "м'які" метали: свинець, олово, цинк, мідь, алюміній; їх сплави: олов'яно-свинцеві припої ПОС; антифрикційні сплави: свинцеві і олов'яні бабіти, цинкові ЦАМ; свинцеві і олов'яні бронзи.

Ці матеріали, зокрема бабіти, сплави ЦАМ, бронзи, є антифрикційними, що сприяє надійності з'єднань. При згвинчуванні менший коефіцієнт тертя дає змогу зменшити крутний момент і досягти міцності з'єднання.

Придатні для герметизації механічні властивості має олово. Це пластичний, м'який метал, стійкий проти окислення, нешкідливий (на відміну від свинцю), має захисні властивості і найнижчу температуру плавлення. Це дозволяє наносити тонкий шар розплавленого олова на ущільнювані поверхні безпосередньо після їх проточування, що забезпечує хороше зчеплення і не потребує додаткової підготовки поверхонь. Але олово має і негативну здатність – при низькій температурі втрачає свої властивості, перетворюючись у сірий порошок (явище "олов'яної чуми").

Матеріал герметизуючого шару також повинен забезпечувати довговічність з'єднань. Після встановлення і цементування обсадної колони основним показником довговічності з'єднань стає їх корозійна стійкість. У свердловині діє агресивне середовище, утворене хімічно активними речовинами бурових розчинів та наявних у нафті чи природному газі.

Названі метали мають антикорозійні властивості завдяки окисним плівкам на їх поверхнях, які є стійкими від дії відповідних агресивних агентів. Але при контакті з основним металом з'єднання вони утворюють гальванічну пару. Якщо у цій парі сталь матиме нижчий електродний потенціал, ніж нанесений метал, то внаслідок процесу електролізу значно посилиться його корозія у різьбі, що є неприпустимим.

Мідь, свинець, олово та їх сплави мають вищий електродний потенціал відносно заліза і будуть спричинювати електролітичну корозію основного металу з'єднання. Тому лише застосування алюмінію та цинку створює антикорозійне ущільнююче покриття різьби.

Захисні властивості алюмінієвого покриття визначаються, перш за все, міцністю і стійкістю плівки оксиду алюмінію, яка завжди утворюється на його поверхні, та механізмом анодного електрохімічного захисту. Стабільний від'ємний електродний потенціал відносно сталі зберігає алюмінієвий шар лише товщиною, більшою за 0,35 мм [2]. Тому шар алюмінію меншої товщини, яка потрібна для герметизації, не має антикорозійної дії. Його механічні властивості визначає висока твердість і більший коефіцієнт тертя оксидної плівки. У промисловості більше застосовують алюмінієві сплави, які є міцнішими, але менш пластичними, ніж чистий алюміній.

Як свідчать дослідження, для забезпечення герметичності з'єднання слід збільшити натяг за рахунок шару металу лише на 0,05...0,10 мм. Саме такий шар цинку (товщиною від 0,03 мм і вище) зберігає більш від'ємне і стабільне значення електродного потенціалу відносно сталі та гарантує її надійний антикорозійний захист [2]. Високі пластичні та антифрикційні властивості цинку забезпечують надійну герметизацію різьбових з'єднань.

Отже, за пластичними, антифрикційними та антикорозійними властивостями цинк є найбільш придатним для надійної металізаційної герметизації з'єднань обсадних труб. Надійність і працездатність герметизуючого шару залежать від його механічних властивостей та контактних тисків, які діють у з'єднанні. Основні характеристики напиленого шару товщиною до 1 мм представлені у таблиці 1.

Обґрунтування технології нанесення герметизуючого шару

Метод, устаткування і технологія нанесення шару металу на ущільнювані поверхні різьбових з'єднань визначаються, перш за все, їх техніко-економічною доцільністю. На їх вибір впливають такі чинники, як масштабний фактор і серійність виробництва, від яких залежить економічність методу.

Діапазони габаритних і вагових показників обсадних труб значні: діаметри – 114...340 мм; довжини – 8...13 м; маса 1 м труби – 17...125 кг; маса однієї труби – 150...1500 кг. Для ущільнення різьби потрібне покриття довжиною лише 70...100 мм, тому габарити труб роблять недоцільними технології, які вимагають закритих робочих об'ємів. Це такі методи, як наплавлення металу з нагріванням у печі, зануренням у розплав, електролітичне покриття у гальванічній ванні, напилення металу у вакуумних камерах.

Габарити муфт такі: діаметри – 127...365 мм; довжини – 170...220 мм; маса однієї муфти – 3...27 кг. Тут технологію нанесення покриття визначає внутрішнє розміщення і обмежений доступ до ущільнюваних поверхонь.

Таблиця 1 – Механічні властивості напилених металізаційних покриттів [2, 4]

Напилений метал	Міцність зчеплення		Міцність на розтяг		Міцність на стискання			Твердість
	на відрив	на зріз	границя міцності	відносне видовження	границя плинності	границя міцності	відносне стиснення	
	МПа	МПа	МПа	%	МПа	МПа	%	
Цинк	2,9	10,0	29...34	1,3...1,45	63...66	127	18	17...25
Алюміній	4,9	12,5	29...49	0,23...1,1	86	196...216	18	26...40

Ремонт відноситься до одиничного типу виробництва, його застосування є вибірковою, тому метод і обладнання для нанесення шару металу мають бути універсальними, мобільними та економічними. Універсальність технології полягає у можливості наносити шар металу як на ущільнювані поверхні великогабаритної труби, так і мати доступ до внутрішньої різьби муфти. Мобільність технології передбачає невеликі габарити і масу установки для покриття, її транспортабельність та незначну трудомісткість налагоджувальних робіт. Встановлення труби для металізації не повинно вимагати додаткових спеціальних верстатів. Технологія покриття не повинна потребувати великих витрат енергії та матеріалів.

Поставленим вимогам найкраще відповідають технології напилення металів. Газотермічне напилення дозволяє наносити металеві чи полімерні покриття заданої товщини. Воно включає процеси нагрівання вихідного металу до рідкого чи пластичного стану і його перенесення на основу газовим струменем, який розпилює матеріал і надає його частинкам високу кінетичну енергію для зчеплення при зіткненні з поверхнею основи [2-3].

Процеси газотермічного напилення залежать від джерела теплової енергії для нагрівання матеріалу і можуть бути газоелектричними чи газополумєновими. У газоелектричних процесах відбувається плавлення вихідного металу за рахунок теплової дії електричної дуги, електродного плазмового струменя, індукційного нагрівання струмами високої частоти, електроплавильного тигля.

Тигельне напилення можна застосувати лише для легкоплавких металів з температурою плавлення до 500°C, що унеможливає використання алюмінію. А цинк має здатність утворювати великі кристали, які можуть закривати вихід з форсунки. Для утримання рідкоплинності розплаву треба підтримувати температуру у тиглі вищу на 10...15% за температуру плавлення, а також нагрівати повітря, щоб не охолоджувався тигель. Це вимагає великих витрат матеріалів та електроенергії.

Енерговитратним також є високочастотне напилення, для якого необхідні генератори струму частотою 70...500 кГц. Внаслідок дії СВЧ потрібне інтенсивне водяне охолодження спірального індуктора і силового кабеля, що не дозволяє створити мобільні апарати для ручної

роботи. Коефіцієнт корисної дії високочастотної установки складає усього 15...20% [2, 4].

При плазмовому напиленні температура дугового струменя досягає 5000...16000°C і вище. Цей метод ефективніше застосовувати для отримання покриттів з тугоплавких металів (вольфрам, молібден, титан, ніобій), керамічних матеріалів (оксид алюмінію, діоксид і силікат цирконію), тугоплавких матеріалів (карбідів, нітридів, боридів, силіцидів), керметів тощо. Нейтральність плазмоутворюючих газів (гелію, аргону), які транспортують напилюваний матеріал, попереджує його окислення. Для підтримання стабільності електричної дуги потрібні джерело постійного струму великої потужності та інтенсивне водяне охолодження мідного сопла плазмотрона, яке обтискає і формує плазмовий струмінь. Це зумовлює високу вартість обладнання та його стаціонарність [4].

Для електродугової металізації теж необхідні перетворювачі постійного струму, бо процес напилення при змінному струмі є нестійким, для нього характерні циклічні перерви і збої [2-3]. Електрична дуга горить між дротяними електродами, які плавляться і розпилюються повітрям. Для підтримання процесу потрібен спеціальний механізм подачі дроту з постійною швидкістю, яка має бути точно узгоджена зі швидкістю його плавлення у дузі.

Для усіх розглянутих процесів необхідним є розплавлення металу перед напиленням. Це спричинює дуже широкий і неконтрольований діапазон розмірів (дисперсності) рідких часток металу, які значно залежать від режимів плавлення і розпилення. Крім того, проходить їх інтенсивне окислення, особливо при розпиленні повітрям, що погіршує фізико-механічні властивості шару покриття. Застосування нейтрального газу (аргону) з іншими, ніж у повітря, теплофізичними параметрами при електродуговій металізації вимагає підвищення режимів напилення (сили струму, тиску газу), що збільшує витрату електроенергії та матеріалів.

При газополумєновому напиленні використовується тепла енергія згоряння газу (ацетилен, метан, водень, пропан-бутан тощо). При їх згорянні у кисні виділяється велика кількість тепла і досягається висока температура полум'я [2], що уможливило напилення тугоплавких матеріалів. А суміш горючого газу з повітрям дає низькотемпературне полум'я (до 500...900°C). Цього достатньо для нагрівання до високо-

пластичного стану порошків з легкоплавких металів, зокрема цинку, алюмінію [4].

Напилюваний матеріал подається у металізаційний апарат у вигляді порошків металів. Це дає змогу стабілізувати їх гранулометричний склад, застосувати їх суміші для створення псевдосплавів з необхідними властивостями покриття. Транспортування і нагрівання порошкового матеріалу може здійснювати одна і та ж газова суміш, що спрощує конструкцію металізаційних апаратів, у тому числі й ручного виконання. Завдяки цьому обладнання для газополуменевого порошкового напилення є недорогим, мобільним, простим і легким в налагодженні та обслуговуванні [2-4].

Обладнання для напилення герметизуючого шару

У промисловості розроблено і випускається цілий ряд такого обладнання. Барнаульський апаратурно-механічний завод (м. Барнаул, Росія) випускає газополуменеву установку для порошкового напилення УГПЛ, яка призначена для ручного нанесення покриттів з порошків легкоплавких металів, термопластів та інших матеріалів з температурою плавлення не більше 800°C [4]. Транспортування порошку здійснює стиснене повітрям, його нагрівання і плавлення – полум'я суміші ацетилену з повітрям.

В Інституті електрозварювання (ІЕЗ) імені Є. Патона НАН України розроблена широкоуніверсальна установка газополуменевого напилення порошків Л-5405 [4]. Вона призначена для нанесення покриттів із тугоплавких і легкоплавких металів, керамічних та полімерних матеріалів. Залежно від складу порошка для утворення горючої суміші можна застосовувати ацетилен або пропан-бутан. Установку Л-5405 використовують як стаціонарний пост газотермічного напилення або у складі автоматичних ліній.

У відділі захисних покриттів ІЕЗ розроблена портативна установка УГПН-005, яка за своїми техніко-економічними показниками найбільш придатна для герметизації муфтових з'єднань обсадних і насосно-компресорних труб шляхом металізаційного ущільнення різьби.

Установка УГПН-005 призначена для газополуменевого напилення покриттів із порошків металів чи полімерних матеріалів, температура плавлення яких не перевищує 1600°C. Її використовують для нанесення зносостійких, жароміцних чи антифрикційних покриттів у процесі відновлення та зміцнення спрацьованих чи кородованих робочих поверхонь деталей різного призначення. Вона показала високу ефективність при напиленні захисних антикорозійних (алюмінієвих, цинкових, цинк-алюмінієвих) та кислотостійких нікель-хром-молібденових і полімерних покриттів.

В конструкції установки використані ефективні технічні рішення, перевірені практикою промислового використання такої апаратури [4]. Установка УГПН-005 є економічною, мобільною, зручною у роботі, нетрудомісткою у

налагодженні. Вона має ручний пістолет-напилювач та блок керування і подачі порошку.

Після змішування у корпусі пістолета-напилювача суміш горючого газу і кисню поступає у центральний канал сифона, куди подається повітряно-порошкова суміш. Стиснене повітря подається у корпус та охолоджує сифон і сопло. Далі воно виходить через канали сопла, розміщені концентрично навколо газопорошкового факела, і обтискає його.

Завдяки обтисканню нагрітим струменем стисненого повітря досягається звуження кисню газопорошкового факела з 25° до 6...10°, підвищення його швидкості на 20...25% та зменшення тепловіддачі в атмосферу [4]. Застосування порошків контрольованих фракцій виключає згоряння дрібних часток та усуває дефекти покриття, викликані утворенням і потраплянням на основу згустків та бризок, що спостерігається при електродуговій металізації.

Змішування горючих газів із повітряно-порошковою сумішшю в одному центральному каналі значно спростило конструкцію напилювача та зменшило його габарити і масу. Згоряння газу проходить набагато швидше, ніж нагрівання порошку, тому він менше окислюється у збідній на кисень суміші. Зменшенням подачі кисню досягають нейтральне (неокислювальне) середовище факела. При цьому зниження температури полум'я зменшує оплавлення часток порошку та водночас забезпечує їх високопластичний стан.

Процес напилення не потребує оплавлення нанесеного шару металу та нагрівання основи до значної температури. Це надає йому важливої переваги – відсутності структурних перетворень у металі і температурних деформацій обсадної труби чи муфти при напиленні [4].

Установка УГПН-005 має механізм регульованої подачі порошка у систему у вигляді платформи, яка розпорошує матеріал у транспортуючому повітрі. Швидкості її обертання визначає кількість порошку, який подається у факел, та продуктивність напилення. Число обертів механізму задають регулятором подачі і контролюють за шкалою покажчика обертів.

Повітря-носії порошку надходять до системи подачі і відтак у пістолет-напилювач. Його необхідний обсяг встановлюють регулятором розходу, а тиск контролюють манометром. Горючі гази подаються у пістолет-напилювач у заданих обсягах, при яких газопорошковий факел, що виходить з сопла, отримує форму, швидкість та теплотворну здатність, необхідні для якісного процесу напилення та отримання потрібного шару металу.

У порівнянні з електрометалізацією запропонована установка газополуменевого напилення є екологічно безпечною: випаровування цинку чи алюмінію знижується з 25% до 5%; утворення токсичних оксидів азоту зменшується у десятки разів. Якщо електродуговий металізатор їх утворює до 30 мг/м³, то такий же за тепловою потужністю газополуменевий апарат – до 0,7 мг/м³ при гранично допустимій концентрації оксиду азоту 2,0 мг/м³ [4].

Для герметизації різьбових з'єднань найбільш придатним є цинковий металевий порошок ПГ-АН-27 за технічними умовами ТУ ІЕЗ 600-86 з таким масовим вмістом компонентів: цинк – основний; алюмінію 14...17%; інші метали – до 0,2%. Цей порошок на практиці виявив найкращі показники для створення високонадійних покриттів. Незначний вміст алюмінію усуває злипання розплавлених часток цинку та утворення великих кристалів і згустків на напиленій поверхні, до чого цинк має схильність. Таке покриття має антикорозійну стійкість у 5 разів вищу, ніж чистий цинк [4].

Цей металевий порошок, розроблений в ІЕЗ ім. Патона, широко застосовується у промисловості під маркою ПР-ЦнЮ 16, зокрема, АО "Полема" НПО "Тулачермет" (м. Тула, Росія) або Торезьким заводом наплавлювальних матеріалів (м. Торез Донецької обл.).

Досвід відновлення герметичності різьбових з'єднань обсадних труб

З метою практичної перевірки можливостей технології металізаційного напилення для відновлення герметичності і ремонту з'єднань проведена її дослідна апробація на промислових зразках муфтових з'єднань обсадних труб ОТТГ діаметром 146 мм, товщиною стінки 9,5 і 10,7 мм, групи міцності сталі Е, які були негерметичними. Ці типорозміри обсадних труб найчастіше застосовують у свердловинах для експлуатаційних колон, оскільки саме до їх з'єднань ставлять підвищені вимоги щодо надійності, міцності та герметичності.

Напилення герметизуючого шару проведено на установці газополуменевого порошкового напилення УГПН-005 у лабораторії захисних покриттів ІЕЗ ім. Є.Патона. Для цього був розроблений технологічний процес відновлення герметичності (режими підготовки та обробки ущільнюваних поверхонь, режими напилення).

Герметизуючий шар цинку з часткою алюмінію товщиною 0,15 мм напилили на ущільнення муфт ОТТГ 146. Вони були згвинчені з трубами ОТТГ 146 х 9,5 Е та 146 х 10,7 Е. При попередньому опресуванні ці з'єднання були герметичними лише при випробувальних тисках, нижчих за стандартні.

Напилені з'єднання були опресовані на трубній базі нафтогазовидобувного управління "Долина нафтогаз", м. Долина Івано-Франківської області, на стаціонарній установці У-700. Установка гідравлічна випробувальна У-700 призначена для гідравлічних випробувань труб з муфтовими з'єднаннями на герметичність і міцність методом опресування водою під високим внутрішнім тиском (до 64 МПа).

Відновлені з'єднання виявились герметичними при стандартних опресувальних тисках відповідно 57,9 і 62,8 МПа. Згідно з ГОСТ 632-80 підтверджена герметичність відремонтованих вузлів ущільнень та встановлено для них величину допустимих надлишкових тисків. На підставі цього актами визнано, що вони придатні та можуть бути застосовані у експлуатаційній колоні при кріпленні свердловин.

Висновки

Для підвищення герметичності та ремонтнопридатності різьбових з'єднань обсадних і насосно-компресорних труб запропоновано газополуменево порошкове напилення. Найбільш ефективним є напилений герметизуючий шар товщиною 0,10...0,15 мм з цинково-алюмінієвого сплаву у співвідношенні 6:1. Опресування муфтових з'єднань обсадних труб з напиленням шаром підтвердило відновлення їх герметичності за максимальних тисків та придатність їх використання у експлуатаційній колоні для кріплення свердловин.

Література

- 1 Еременко Т.Е. Герметизация резьбовых соединений обсадных колонн нефтяных и газовых скважин / Т.Е.Еременко, Д.Ю.Мочернюк, А.В.Тищенко. – К.: Техника, 1967. – 170 с.
- 2 Сонин В.И. Газотермическое напыление материалов в машиностроении / В.И.Сонин. – М.: Машиностроение, 1973. – 152 с.
- 3 Хасуи А. Техника напыления / А.Хасуи; пер. с япон. - М.: Машиностроение, 1975. – 288 с.
- 4 Газотермическое напыление порошковых материалов: справочник / Ю.С.Борисов, Ю.А.Харламов, С.Л.Сидоренко, Е.Н.Ардатовская. – К.: Наукова думка, 1987. – 544 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
11.11.11
Рекомендована до друку професором
Петриною Ю.Д.*

СТВОРЕННЯ УМОВ ПРОТИТЕЧІЙНОГО РУХУ ФАЗ НА ТАРІЛЧАСТИХ МАСОБМІННО-СЕПАРАЦІЙНИХ КОНТАКТНИХ ПРИСТРОЯХ

О.Ю. Смілянська, А.Є. Артюхов, О.О. Ляпощенко

Сумський державний університет; 40007, м. Суми, вул. Римського-Корсакова 2,
e-mail: rohnpr@yandex.ru

Розглянуто умови створення протитечієного руху фаз на контактних ступенях, а також основні закономірності руху потоків у прямотечієно-відцентрових елементах масообмінно-сепараційних тарілок. За результатами фізичного і математичного моделювання гідродинаміки і їх узагальнення отримано гідрравлічні характеристики тарілчастих масообмінно-сепараційних контактних пристроїв для колонних апаратів. Запропоновано нову корисну модель контактної пристрою (тарілки) з масообмінно-сепараційними елементами для колонних абсорберів осушування природного газу.

Ключові слова: протитечієний рух, масообмін, вихрова тарілка, абсорбер, моделювання

Рассмотрены условия создания противоточного движения фаз на контактных ступенях, а также основные закономерности движения потоков в прямоточно-центробежных элементах массообменно-сепарационных тарелок. По результатам физического и математического моделирования гидродинамики и их обобщения получены гидравлические характеристики тарельчатых массообменно-сепарационных контактных устройств для колонных аппаратов. Предложена новая полезная модель контактного устройства (тарелки) с массообменно-сепарационными элементами для колонных абсорберов осушки природного газа.

Ключевые слова: противоточное движение, массообмен, вихревая тарелка, абсорбер, моделирование

The conditions of counterflow phases movement creation at contact steps and the main regularity of streams movement in uniflow-centrifugal elements of mass-transfer and separation trays are considered. The hydraulic characteristics of disk type mass-transfer and separation contact devices for column vehicles under the results of physical and mathematical modelling of hydrodynamics and their generalization are received. The new useful model of the contact device (tray) with mass-transfer and separation elements for absorption columns of natural gas dehydration is offered.

Keywords: countercurrent movement, mass transfer, vortex plate, absorber, the simulation.

Під час проектування колон тарілчастого типу для проведення масообмінних процесів у нафто- та газопереробній промисловості особлива увага приділяється вибору контактних елементів. Оптимальний підбір конструктивних параметрів тарілки та напрямку руху потоків дає змогу створити такі гідродинамічні умови проведення процесу масообміну, за яких досягається мінімальне значення бризковинесення, рівномірний розподіл рідини між тарілками, ефективно контактування суцільної та дисперсної фаз.

Тенденція щодо використання вихрових контактних пристроїв отримала широке впровадження в процесах абсорбції та ректифікації [1-2]. В дослідженнях здебільшого оцінюється вплив способів створення закрученого газового потоку на гідродинаміку контактних ступенів і майже не приділяється увага створенню нової організації руху потоків в межах тарілки та в колонному апараті. Крім того, недостатньо вивчається питання впливу конструкції контактної ступені на ефективність сепарації бризок рідини.

Метою написання статті є обґрунтування можливості створення протитечієного руху потоків на тарілчастих масообмінно-сепараційних контактних пристроях та розроблення конструкції тарілки з новою організацією контактуючих руху потоків. Протитечієний рух на проти-

вагу перехресному, уможливіє рівномірний розподіл рушійної сили на кожному з контактних пристроїв колони. До переваг запропонованої схеми руху фаз належать низький гідрравлічний опір та можливість роботи колони за значних витрат по газовій і рідинній фазах.

Основні завдання роботи:

- проведення експериментальних досліджень гідродинаміки руху потоків у межах масообмінно-сепараційної секції з прямотечієно-відцентровими елементами, визначення режимів роботи тарілки та її гідрравлічного опору;
 - комп'ютерне моделювання руху газового потоку в межах прямотечієно-відцентрового елемента, визначення його основних геометричних характеристик;
 - зіставлення результатів експерименту та комп'ютерного моделювання з метою визначення оптимальних умов створення протитечієного руху потоків на тарілці;
 - коригування і доповнення методики гідродинамічного розрахунку контактної ступені та конструктивного розрахунку колони [3] за результатами проведених досліджень;
 - пошук оптимальних розмірів контактної ступені залежно від навантажень по суцільній та дисперсній фазах.
- В ході проведення експериментальних досліджень масообмінно-сепараційної контактної ступені виділено чотири гідродинамічні режи-

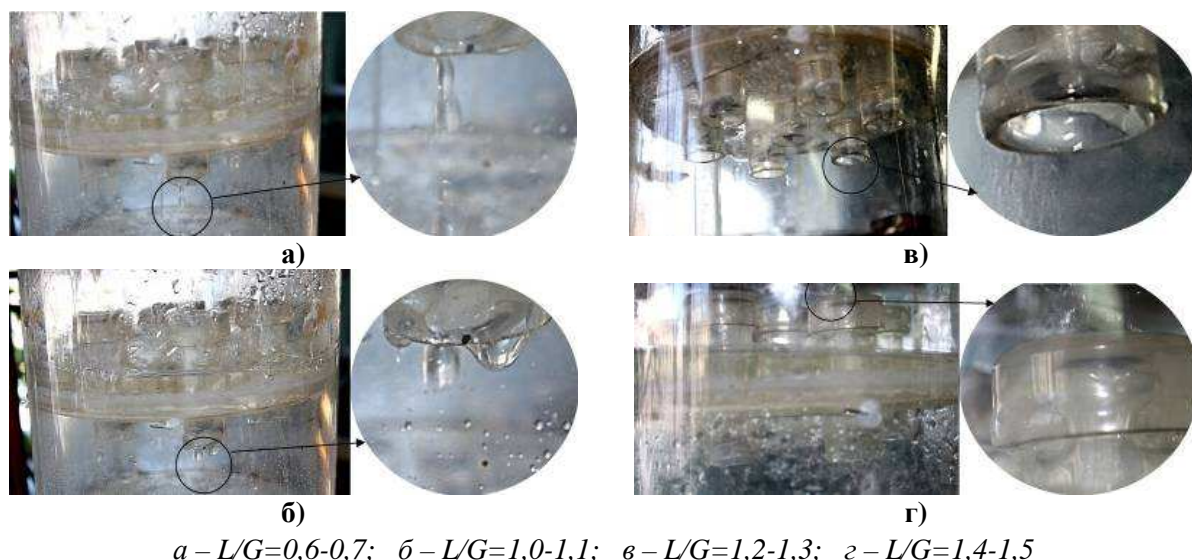


Рисунок 1 – Гідродинамічні режими роботи тарілчастих масообмінно-сепараційних контактних пристроїв при співвідношенні рідини до газу L/G , кг/кг

ми, які відрізняються ступенем завихрення рідини в прямотечійно-відцентровому елементі, характером руху рідини в прямотечійно-відцентровому елементі, поведінкою рідини на полотні контактної ступені та інтенсивністю бризковинесення з контактної ступені.

При співвідношенні рідини до газу $L/G=0,6-0,7$ кг/кг об'єм рідини, яка надходить до центральної частини масообмінного елемента з полотна тарілки через трубку, частково диспергується потоком газу (оскільки витрата газу незначна), а основний об'єм рідини зливається по внутрішній стінці контактної трубки масообмінного елемента. Потік газу, у свою чергу, проходить через центральну частину контактної трубки масообмінного елемента. Для даного режиму характерне утворення поодиноких бульбашок газу великого розміру в шарі рідини; площа зіткнення фаз не розвинена; відбувається нерівномірне зливання рідини на розташовану нижче тарілку (режим 1, рис.1, а).

При суттєвому підвищенні співвідношення рідини до газу ($L/G=1,0-1,1$ кг/кг) об'єм рідини, яка надходить до центральної частини масообмінного елемента, значною порівняно з попереднім режимом мірою диспергується потоком газу, але рідина ще частково зливається по внутрішній стінці контактної трубки масообмінного елемента у вигляді крапель. Потік газу, у свою чергу, проходить крізь шар рідини з інтенсивнішим порівняно з попереднім режимом утворенням вихрів, бульбашок газу і піни; площа зіткнення фаз більш розвинена, ніж в попередньому режимі. При цьому рідина окремими краплями стікає у внутрішній стінці патрубку, а решта рідини зливається через плівкоз'ємник (режим 2, рис.1, б).

Гідродинамічний режим зі співвідношенням рідини до газу $L/G=1,2-1,3$ кг/кг характеризується тим, що об'єм рідини, яка надходить до центральної частини масообмінного елемента з полотна тарілки через трубку, повністю диспергується потоком газу, злив рідини по внутрі-

шній стінці контактної трубки масообмінного елемента відсутній. Потік газу проходить крізь шар рідини з інтенсивним вихроутворенням і утворенням дрібнодисперсних бульбашок газу і піни. Таким чином, площа зіткнення фаз найбільш розвинена. При цьому рідина стікає у вигляді плівки з плівкоз'ємника, а зливання рідини по внутрішній стінці масообмінного патрубку відсутнє. Цей режим є оптимальним (режим 3, рис.1, в).

Подальше збільшення співвідношення рідини до газу ($L/G=1,4-1,5$ кг/кг) призводить до того, що об'єм рідини, яка надходить до центральної частини масообмінного елемента з полотна тарілки через трубку диспергується меншою мірою, ніж при оптимальному режимі, оскільки газ проходить крізь шар рідини у вигляді струменів. Плівка рідини, яка відкидається відцентровими силами до внутрішньої стінки контактної трубки масообмінного елемента в результаті завихрення потоку, захоплюється потоком газу і частково потрапляє до плівкоз'ємника разом з газовим потоком, але більша частина плівки рухається з потоком газу на вищерозташовану тарілку крізь центральний верхній отвір контактної трубки масообмінного елемента, не потрапляючи до плівкоз'ємника, тобто для даного режиму характерне підвищене бризковинесення і значне зменшення площі зіткнення фаз (режим 4, рис.1, г).

При розрахунках гідравлічного опору сухих тарілок слід керуватися отриманими експериментальними значеннями коефіцієнта опору масообмінно-сепараційних пристроїв $\xi=3,5-6$ (рис. 2).

Результати, які ілюструють залежність гідравлічного опору контактної пристрою в кожному з досліджуваних гідродинамічних режимів, наведено на рис. 3.

Залежність гідравлічного опору контактної пристрою від співвідношення витрат дисперсної (рідина) і суцільної (газ) фаз продемонстровано на рис. 4. Діапазон стійкої роботи тарілки – 2.

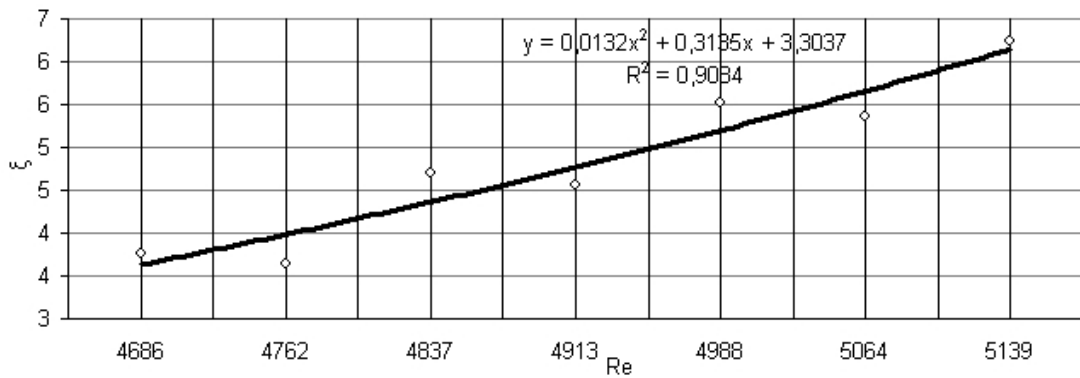
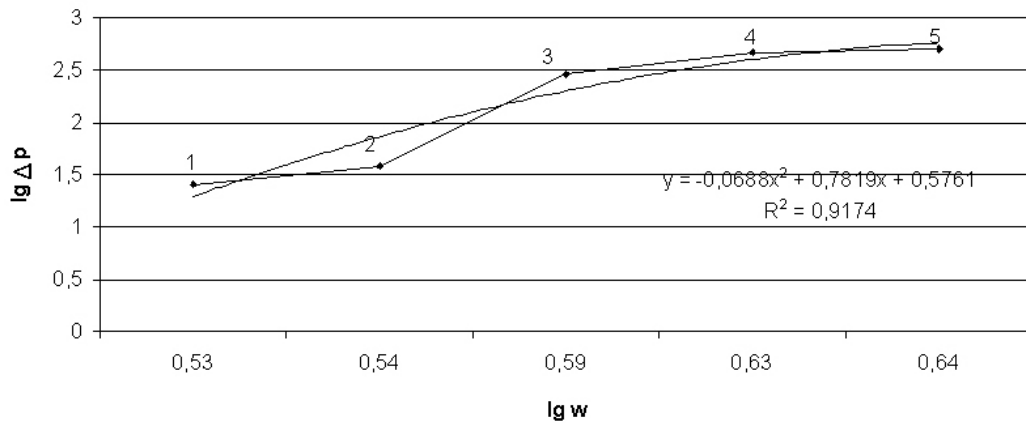
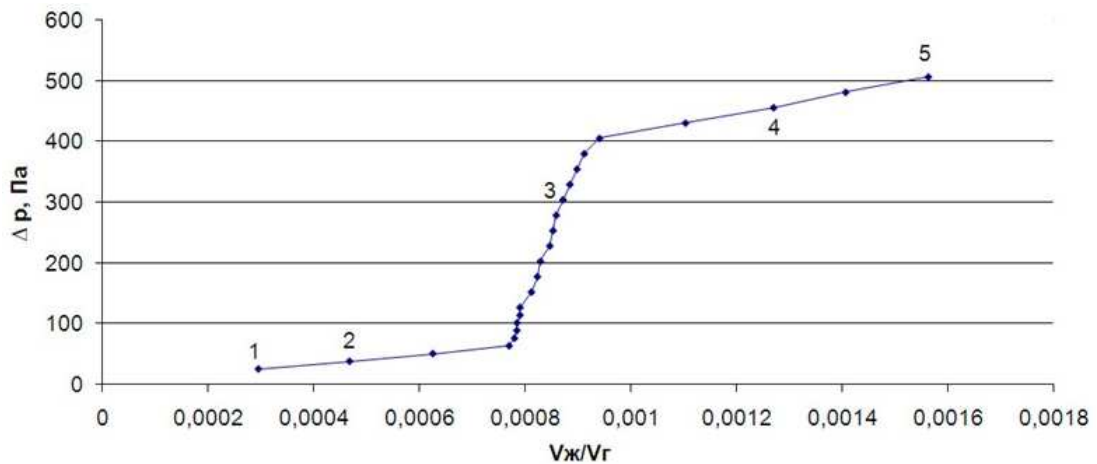


Рисунок 2 – Залежність коефіцієнта опору сухих тарілок від значення критерію Рейнольдса



1-2 – режим 1; 2-3 – режим 2; 3-4 – режим 3; 4-5 – режим 4

Рисунок 3 – Логарифмічна залежність гідравлічного опору контактної пристрою від швидкості газу



1-2 – режим 1; 2-3 – режим 2; 3-4 – режим 3; 4-5 – режим 4

Рисунок 4 – Залежність гідравлічного опору контактної пристрою від співвідношення об'ємних витрат рідини і газу

Розглянути умови створення протитечійного руху фаз на окремих контактних ступенях, а також основні гідродинамічні закономірності руху високотурбулізованих потоків у прямотечійно-відцентрових елементах масообмінно-сепараційних тарілок стало можливим способом математичних (комп'ютерних) моделювань у середовищі програмного продукту SolidWorks Simulation (<http://www.solidworks.com>). В проце-

сі моделювань були випробувані різні варіанти процесу із зміною конструктивних параметрів контактної масообмінно-сепараційного елемента. Змодельовані тривимірні моделі течій газового потоку з високодисперсною краплинною рідиною по елементах масообмінно-сепараційних пристроїв візуалізовано методами комп'ютерної графіки на рис. 5.

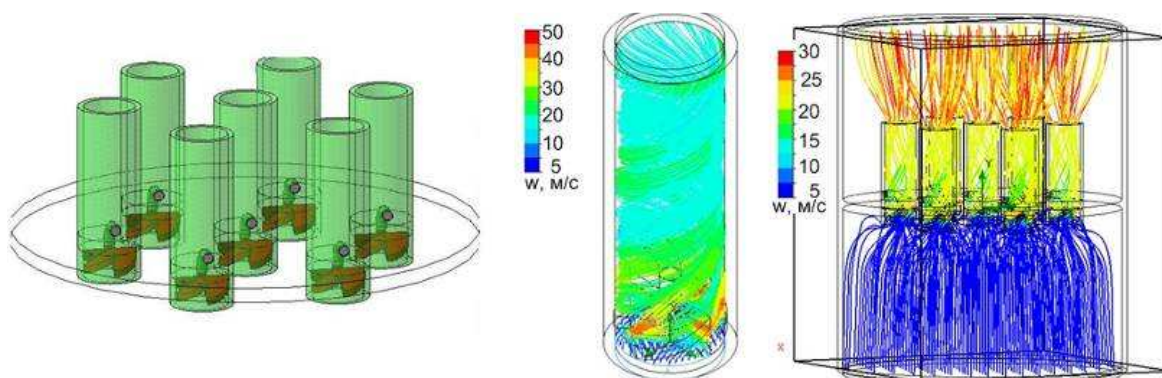


Рисунок 5 – 3D-модель тарілки з контактними елементами та траєкторії руху газового потоку із заливками за значенням локальних швидкостей

На підставі теоретичного аналізу отриманих результатів фізичних (експериментальних) і математичних (комп'ютерних) моделювань запропоновано нову корисну модель контактної пристрою (тарілки) з масообмінно-сепараційними елементами для колонних абсорберів осушування природного газу [4].

Внесено зміни до конструкції прямооточно-відцентрового елемента (спрямоване стікання рідини через плівкознімач та сегментні отвори у полотні тарілки) створюють вигідні умови для протитечійного руху фаз на контактних тарілках та в межах колонного апарату. Дослідження гідродинаміки таких апаратів показали, що використання тарілок з протитечійним рухом фаз на контактних ступенях та прямоотечійним у відцентрових масообмінно-сепараційних елементах дає змогу значно збільшити поверхню контакту фаз і зменшити бризковинесення. Впровадження протитечійного руху на противагу перехресному уможливило більш рівномірний розподіл і одночасне збільшення рушійної сили на кожному з контактних пристроїв колони. До переваг запропонованої схеми руху фаз належать низький гідравлічний опір за умов роботи колони при значних витратах по газовій і рідинній фазах.

Література

1 Войнов Н.А. Вихревые контактные ступени для ректификации / Н.А. Войнов, Н.А. Николаев, А.В. Кустод, А.Н. Николаев, Д.В. Тароватый // Химия растительного сырья. – 2008. – № 3. – С.173-184.

2 Коробченко К.В. Дослідження технологічних та конструктивних параметрів роботи багатofункціональних абсорберів / А.Є. Артюхов, К.В.Коробченко, О.О.Ляпощенко // Матеріали I міжнародної конференції молодих вчених ССТ 2010. Хімія та хімічні технології. – Львів, 2010. – С.96-97.

3 Артюхов А.Є. Розробка методики інженерного розрахунку енергоефективних абсорберів з масообмінно-сепараційними контактними ступенями / А.Є.Артюхов, О.О.Ляпощенко, К.В.Коробченко, О.Ю.Смілянська // Наукові праці ОНАХТ. – 2011. – Випуск 39. – С.62-65.

4 Пат. № 60115 U Україна, МПК B01D 3/26. Контактна тарілка / Склабінський В.І., Ляпощенко О.О., Коробченко К.В., Острога Р.О.; заявник та патентовласник Сумський державний університет. – №201014061; заявл. 25.11.10; надрук. 10.06.11, Бюл. №11.– 2с.: іл.

Стаття надійшла до редакційної колегії
17.10.11

Рекомендована до друку Оргкомітетом науково-технічної конференції "Нафтогазова енергетика – 2011", яка відбулася в ІФНТУНГ 10-14 жовтня 2011 р.

РОЗРОБЛЕННЯ ЗАХОДІВ ЗАПОБІГАННЯ ВИРОБНИЧОГО ТРАВМАТИЗМУ ТА ПРОФЕСІЙНИХ ЗАХВОРЮВАНЬ У НАФТОГАЗОВІЙ ГАЛУЗІ

Р.В. Цюпа, Н.М. Хантя, Г.М. Кривенко, Я.М. Семчук, Г.Д. Лялюк-Вітер

*ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська 15, тел. (03422) 42196,
e-mail: bzhhd@nimg.edu.ua*

Проведено аналіз виробничого травматизму та професійних захворювань у нафтогазовій галузі. Розглянуто ергономічний аспект взаємодії людини з елементами техніки у системі «людина-машина» з метою запобігання травматизму та професійним захворюванням у нафтогазовій галузі. Розроблено програму для обчислення оптимальних параметрів робочого місця та інформаційного поля. Побудовано діаграму залежності кількості каналів зв'язку та розмірів індикаторів.

Ключові слова: виробничий травматизм, професійні захворювання, система «людина-машина», нафтогазова галузь, діаграма.

Проведен анализ производственного травматизма и профессиональных заболеваний в нефтегазовой отрасли. Рассмотрен эргономический аспект взаимодействия человека с элементами техники в системе «человек-машина» с целью предупреждения травматизма и профессиональных заболеваний в нефтегазовой отрасли. Разработана программа для вычисления оптимальных параметров рабочего места и информационного поля. Построена диаграмма зависимости количества каналов связи и размеров индикаторов.

Ключевые слова: производственный травматизм, профессиональные заболевания, система «человек-машина», нефтегазовая отрасль, диаграмма.

The analysis of occupational injuries and illnesses in the petroleum industry is examined. The possibility of application of the «people-machine» system for prevention of occupational injuries and professional diseases in oil and gas area is examined. The program for calculation the optimal parameters of the work place and the information fields is elaborated. The diagram of dependence quantity channels connection and information field is given.

Keywords: occupational injury, professional diseases, «people-machine» system, oil and gas field, diagram.

Постановка проблеми. Незважаючи на всі профілактичні заходи, рівень виробничого травматизму в нашій країні стабільно залишається в кілька разів вищим, ніж в економічно розвинених країнах. Щороку на виробництві виявляються професійні захворювання в середньому у 6–6,5 тис. працівників, травмується близько 20–25 тис, з яких майже 1–1,5 тис. із смертельним наслідком (рис. 1). Найвищий рівень ризику загибелі та травмування людей на виробництві у вугільній галузі, де за оперативними даними у 2005 році майже 7,8 тис. працівників травмовано, а 157 загинуло [1, 2].

24 червня 2011 року Колегія Міністерства енергетики та вугільної промисловості України розглянула питання «Про стан промислової безпеки та охорони праці на підприємствах паливно-енергетичного комплексу, забезпечення безпечного використання електроенергії та газу у побуті». Згідно з поданими даними за 5 місяців 2011 року на підприємствах ПЕК (за винятком вугільної промисловості) сталось 70 нещасних випадків з працівниками на виробництві, з них 5 - зі смертельними наслідками; загалом по нафтогазовому комплексі - 31.

Головними чинниками нещасних випадків на виробництві є [3]:

- невиконання працівниками вимог з охорони праці та власних службових обов'язків, порушення технологічної дисципліни;

- на сьогодні діють застарілі типові переліки робіт зі шкідливими і важкими та особ-

ливо важкими умовами праці, де не враховано негативні чинники, присутні на сучасному виробництві;

- на стан здоров'я працівників вкрай негативно впливає відсутність у ПЕК ефективної медицини праці. На сьогодні понад як на 400 підприємствах галузі функціонує 15 медчастин і 276 медпунктів. На підприємствах електроенергетики та нафтогазового комплексу на одного медпрацівника припадає майже 600 працівників, тож надання належної медичної допомоги та забезпечення якісного обслуговування є неможливим;

- неналежний технічний стан виробничого обладнання та устаткування підприємств ПЕК є джерелом потенційної небезпеки для працюючих і населення.

Аналіз останніх досліджень і публікацій.

Профілактика виробничого травматизму та професійних захворювань є важливим фактором на підприємствах усіх галузей. Сьогодні ми звертаємо увагу на причини, наслідки і методи запобігання виробничого травматизму та профзахворювань у нафтогазовій галузі.

Аналіз досліджень, що проводилися фахівцями у різних країнах (Susan M. Moore, Janet Torma-Krajewski, Lisa J. Steiner, R. Burgess-Limerick, Броун С.І., Ю.Г.Фокін, Душков Б.А., Королев А.В., Панов Г.Е. та ін.), засвідчив, що для вирішення цієї проблеми широко застосовуються ергономічні підходи, завдяки яким

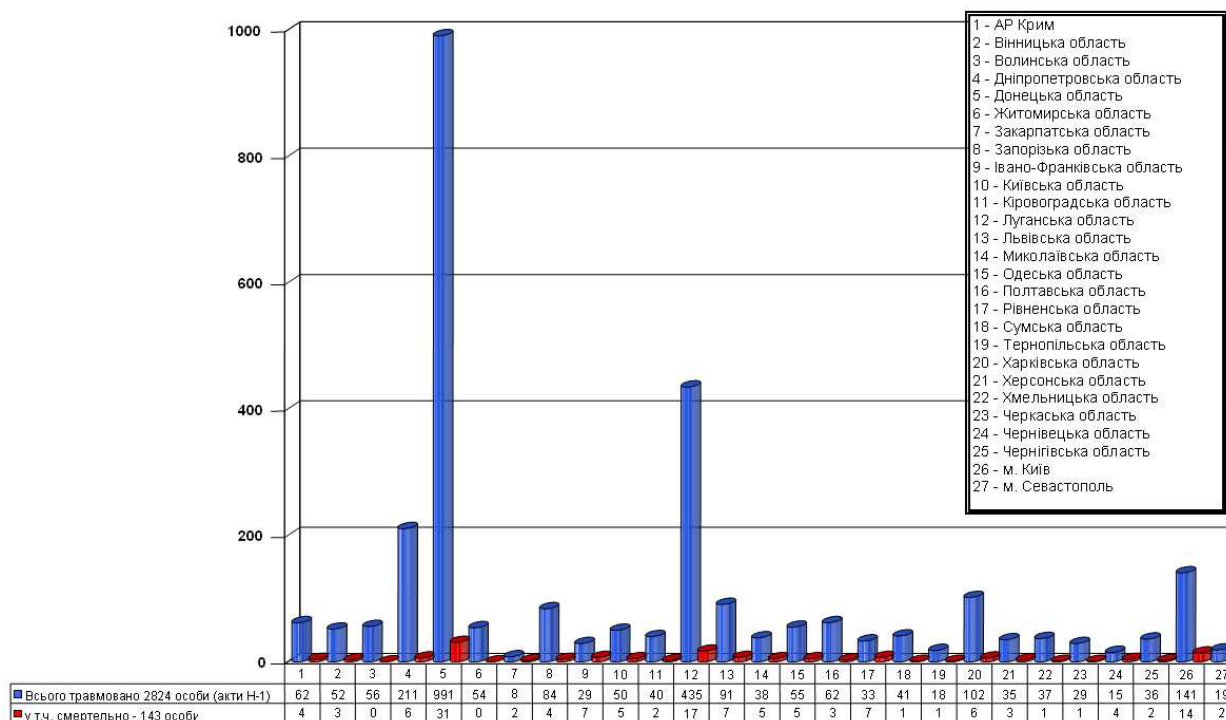


Рисунок 1 – Стан виробничого травматизму за I квартал 2011 року по Україні

розробляються рішення, про зниження навантажень на опорно-руховий апарат працівників, усунення впливу на них факторів ризику, що дасть змогу підвищити їх продуктивність [4,5,6]. Найвність програмного продукту дозволить автоматизувати, алгоритмізувати ергономічні розрахунки для широкого їх використання.

Об’єкт дослідження та мета. Об’єктом дослідження є ергономічний аспект взаємодії людини з елементами техніки у системі «людина-машина», а метою дослідження – розроблення програмного забезпечення для обчислення параметрів робочого місця для запобігання травматизму та професійних захворювань у нафтогазовій галузі.

Висвітлення основного матеріалу. Аналізуючи діяльність підприємств нафтогазової промисловості, слід зауважити, що на кожному з етапів видобування потрібно дотримуватись строгих правил і інструкцій. Кожна помилка – це порушення виробничого процесу, руйнування обладнання, викид продукції в навколишнє середовище і часто фатальний наслідок для працівників, а іноді і для населення загалом.

Безпека праці в основному залежить від досконалості технологій видобування нафти і рівня технічного забезпечення нафтогазовидобувного підприємства. Найбільш безпечними вважаються неперервні закриті механізовані і автоматизовані технологічні процеси видобування, збору і первинної обробки продукції нафтової свердловини. Нормативи з техніки безпеки для нафтодобувного обладнання чітко визначають його призначення, умови використання, робочі параметри, термін експлуатації,

міжремонтні періоди, вимоги до механічної міцності, термічності, надійності, огороження небезпечних зон, стійкості до агресивних і абразивних дій, а також норми допустимих температур нагрівання і охолодження, рівень шуму, амплітуду вібрацій.

Повна чи часткова автоматизація виробничого процесу зменшує рівень небезпеки для працівників. Адже в такому випадку людина тільки контролює процес, аналізуючи дані за собою передавання інформації.

Розглянемо систему «людина-машина». Для надійного функціонування цієї системи, необхідно, щоб вся інформація передавалась у формі, найбільш зручній для сприйняття, запам’ятовування та опрацювання, прилади керування мають бути зручними для здійснення відповідних рухів, розміщеними у правильній послідовності. Аварійні органи управління слід розташовувати в межах зони досяжності моторного поля, щоб унеможливити їх мимовільне увімкнення, необхідно передбачити спеціальні блокування і вимикачі.

З точки зору ергономіки, оптимальне робоче місце забезпечує виконання трудових операцій в межах моторного поля - простору, в якому працівник здійснює дії, необхідні для управління устаткуванням. Важливий елемент робочого місця - засоби відображення інформації (ЗВІ), тобто табло, годинник, дисплеї, монітори тощо. До їх розташування також висуваються конкретні вимоги [7]:

1) якщо ЗВІ, що вимагають точного і швидкого зчитування показів, використовуються дуже часто, їх розташовують по вертикалі під кутом $\pm 15^\circ$ від лінії погляду і по горизонталі під кутом $\pm 15^\circ$;

2) якщо ЗВІ вимагають менш швидкого і точного зчитування показів і використовуються часто, допустимо розташувати їх під кутом $\pm 30^\circ$ ($\psi=60^\circ$). Це зона, в межах якої оператор бачить прилади, не повертаючи голови, і називається вона центральною зоною зору;

3) якщо ЗВІ використовуються рідко, розміщують під кутом $\pm 60^\circ$.

Серед візуальних ЗВІ широко поширені стрілкові індикатори, які у нафтогазовому комплексі складають більшість засобів передавання інформації (манометри, тахометри, газоаналізатори, вольтметри, амперметри тощо).

Оптимальні розміри шкали індикатора залежать від відстані до спостерігача. Так, круглі індикатори, якими обладнаний стенд із контрольно-вимірювальними приладами, що знаходиться на віддалі 6 м від бурильника, повинні мати діаметри шкал від 250 до 500 мм; шкали приладів, що розміщені на пульті керування буріння, повинні мати такі діаметри:

- для приладів, що несуть найбільш важливу інформацію – 120-130 мм;
- менш важливу – 70-80 мм;
- решта – 50 мм.

Наведені загальні вимоги ергономіки, що висувуються до організації робочого простору, можуть бути конкретизовані і доповнені, якщо цього вимагає сфера діяльності. Наприклад, на сьогодні великого значення набули ергономічні правила використання комп'ютера.

Помилки при конструюванні робочого місця часто призводять до небезпечних наслідків. Шкідливі для здоров'я пози, надмірне напруження тіла, скутість, незручне розташування органів управління чи засобів відображення інформації – це наслідки невиконання вимог ергономіки, якими не можна нехтувати. Кожен з цих чинників (чи, тим більше, їх поєднання) можуть призвести до захворювань, психічних стресів, помилок в поведінці людей, до аварій, псування устаткування, нещасних випадків.

Обчислення параметрів робочого місця є чи не найважливішим елементом забезпечення оптимальних умов праці. Тут потрібно врахувати конкретні антропометричні параметри або використати статистичні дані. Ручний процес обчислення є складним, займає багато часу і, звичайно, тут причиною помилки може бути людський фактор. Найкращим вирішенням цієї проблеми є автоматичне обчислення цих параметрів. Програма пропонує тільки ввести параметри конкретної особи (довжину руки, висоту рівня очей і висоту рівня плечей) та кут сприйняття. За замовчуванням в програмі вказано середньоквадратичне відхилення висоти рівня розміщення плечей та руки робітника і коефіцієнт відхилення, проте за потреби їх можна змінювати.

Як результат, програма видає оптимальні параметри робочого місця:

- розмір оптимальної зони;
- розмір зони управління (зони контролю);
- верхню і нижню межі оптимальної зони;
- нижню межу зони управління;
- допустимі похибки.

Для наочного відображення результатів програма створює діаграму, на якій позначено оптимальні параметри особи, для якої проводиться обчислення. Також тут ілюстровано, як правильно визначати необхідні для обчислень значення (рис. 2).

Отже, ми маємо параметри робочого місця. Тепер слід обчислити параметри інформаційного поля. Залежно від розмірів каналів зв'язку, змінюється кількість каналів, за якими може спостерігати оператор.

Для визначення оптимальних параметрів інформаційного поля програма пропонує ввести такі дані:

- розміри індикаторів;
- відстань між індикаторами;
- частоту спалахів індикатора блимаючим світлом, яке з'являється у випадку виходу каналу з ладу;
- відстань від оператора до табло;
- кутовий розмір індикації, в який повинен потрапляти оперативний обсяг зорового сприйняття, що не перевищує 8°;
- час оцінки спалаху індикатора.

Отримавши необхідні дані, програма повертає оптимальні значення оперативного обсягу зорового сприйняття, що відповідає найкращим умовам роботи оператора, загальної кількості каналів зв'язку. Також ми отримуємо діаграму залежності кількості каналів зв'язку від розміру індикаторів (рис. 3).

Висновки. Таким чином розроблену програму можна вводити в експлуатацію на підприємствах, де створюються нові прилади, обладнання для робочих місць, інформаційні поля для контролю виробництва. Вона значно спрощує і пришвидшує процес обчислення оптимальних параметрів для новостворюваного приладу, дозволяє використовувати як статистичні дані, так і щойно визначені параметри.

Також створений програмний продукт можна використати з навчальною метою. При його використанні значно легшим і зрозумілішим стає процес обчислення, стає непотрібним виведення формул, відкидається можливість помилок при обчисленні.

Література

1 Офіційний сайт Фонду страхування від нещасних випадків та професійних захворювань України.

<http://www.social.org.ua/view/1954>

2 Сайт професійної юридичної системи *Мега-Нау*. –

<http://www.nau.kiev.ua/index.php?page=hotline&file=374200-24062011-0.txt>

3 Офіційний сайт Міністерства енергетики та вугільної промисловості України. –

http://mpe.kmu.gov.ua/fuel/control/uk/publish/article?art_id=202683&cat_id=202151

4 Панов Г.Е. Ергономіка в нафтяній промисловості / Панов Г.Е. – М.: Недра, 1979. – 278 с.

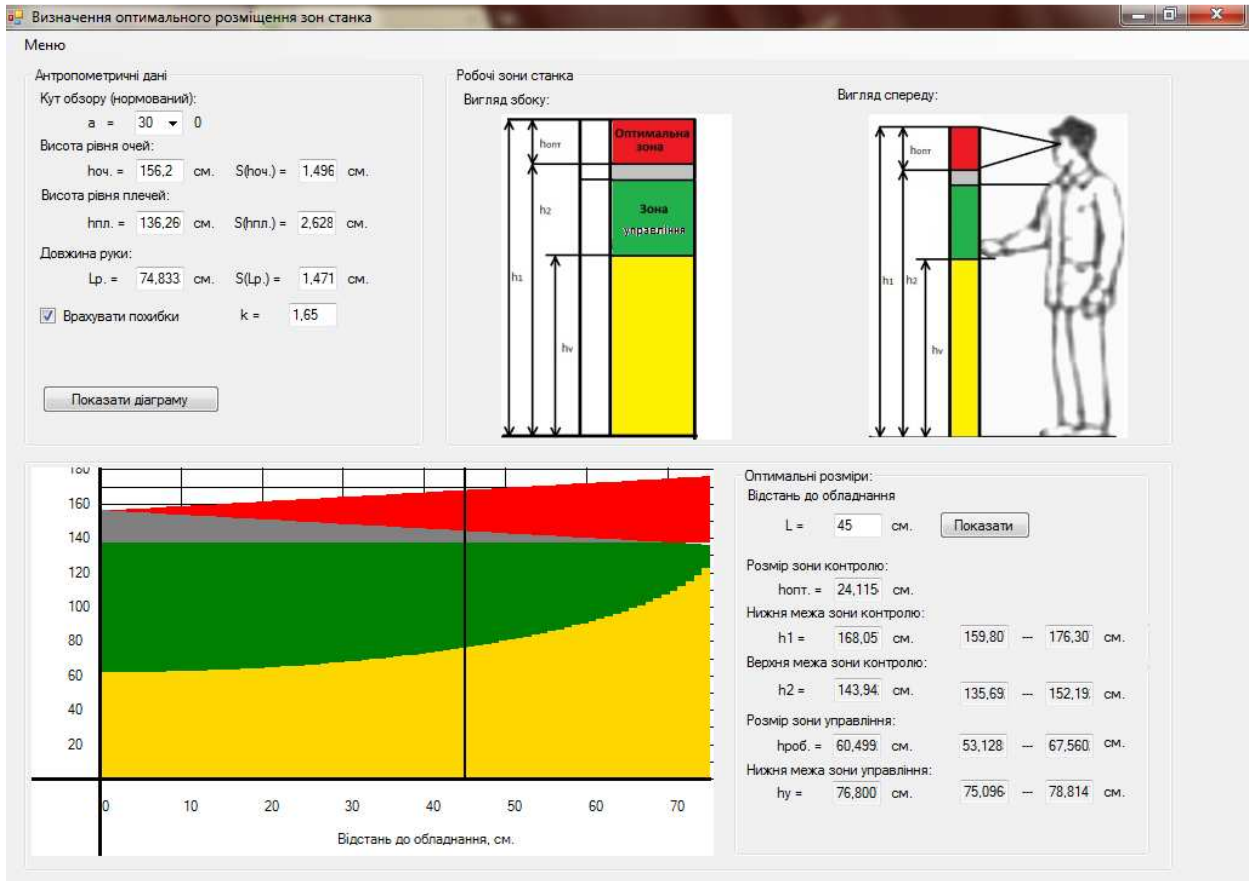


Рисунок 2 – Визначення оптимального розміщення зон обладнання

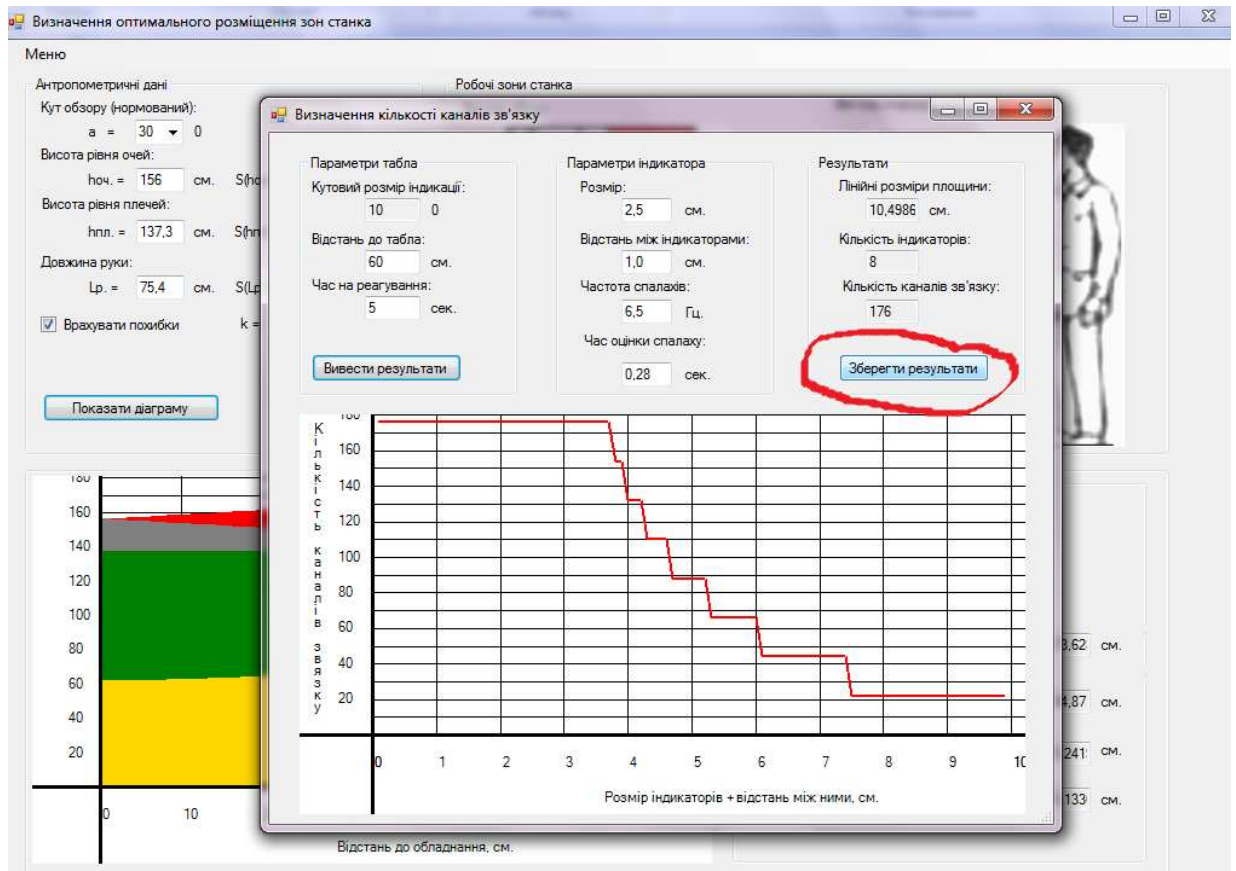


Рисунок 3 – Визначення кількості каналів зв'язку

5 Susan M. Moore. Practical Demonstrations of Ergonomic Principles / Susan M. Moore, Janet Torma-Krajewski, Lisa J. Steiner. – Pittsburgh: PA, 2011. – 66 с.

6 Нугаев Р.Я. Эргономика при бурении и ремонте скважин / Р.Я. Нугаев, В.А. Федоров. – М.: Недра, 1988. – 124 с.

7 Кривенко Г.М. Безпека життєдіяльності: навч. посіб. / Г.М. Кривенко, Я.М. Семчук, Л.Я. Савчук, І.О. Камаєва. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2011. – 461 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
17.10.11*

*Рекомендована до друку Оргкомітетом
науково-технічної конференції
“Нафтогазова енергетика – 2011”,
яка відбулася в ІФНТУНГ
10-14 жовтня 2011 р.*

Виробничий досвід

УДК 622.244.4.06

ЗМАЩУВАЛЬНІ ДОБАВКИ ТА ЇХ ВПЛИВ НА ФУНКЦІОНАЛЬНІ ВЛАСТИВОСТІ БУРОВИХ РІДИН

¹Є.М. Бакулін, ²О.Т. Драганчук, ²В.Т. Процишин

¹ НАК «Нафтогаз України», 01001, м. Київ, вул. Б. Хмельницького, 6,
тел.: (44) 5863537, факс: (44) 5863310; e-mail: ngu@naftogaz.com

² Український науково-дослідний інститут нафтопереробної промисловості "МАСМА",
03680, МСП, м. Київ, пр. Палладіна 46, тел.: (44) 4242413, тел./факс (44) 4240264; 4227259,
e-mail: info@masma.ua

Наведена коротка характеристика різного виду змащувальних добавок до бурових рідин, описано їх властивості, вплив на фізико-хімічні та функціональні властивості бурових рідин, шляхи їх розвитку та області використання. Проаналізовано склад і властивості сирової нафти і нафтопродуктів як змащувальних додатків, а також наведені порівняльні характеристики різних агентів та компонентів на мастильні властивості промивальних рідин. Вказано переваги застосування добавок рослинного і тваринного походження.

Ключові слова: мастильні добавки, бурові рідини, мастильні властивості

Приведено краткое описание различных видов смазочных добавок к буровым жидкостям, описаны их свойства, влияние на физико-химические и функциональные свойства буровых растворов, пути их развития и области использования. Анализируются состав и свойства нефти и нефтепродуктов в качестве смазочных добавок, а также приведены сравнительные характеристики различных агентов и компонентов на смазочные свойства буровых растворов. Указаны преимущества применения добавок растительного и животного происхождения.

Ключевые слова: смазочные добавки, буровые жидкости, смазочные свойства

A brief description of different types of lubricant additives to drilling fluids, their properties, effects on the physical and chemical and functional properties of drilling fluids, their development and use are provided. The composition and properties of oil and petroleum products, as lubricant applications are analyzed, and comparative characteristics of various agents and lubricating properties of drilling fluids are presented. The advantages of application of plant and animal origin are shown.

Keywords: lubricant applications, drilling fluids, lubricating properties.

Упродовж багатьох років у несприятливих умовах буріння перевагу надавали буровим розчинам на вуглеводневій основі. Їх властивості, реологія і фільтраційна здатність є сталими навіть за підвищених температур, тобто застосовуючи ці розчини неважко підтримувати задані характеристики буріння. Стійкість стовбура свердловини підвищується за використання бурового розчину на вуглеводневій основі, особливо якщо активність водної фази може бути відрегульована відповідно до активності зв'язаної води в розбурюваних гірських породах.

Порівняно з водними буровими розчинами системи на вуглеводневій основі характеризу-

ються вищою змащувальною здатністю, за рахунок чого сповільнюється зношування долота, що обертається, зменшується момент і опір подовжньому переміщенню труб. У схильних до набрякання глинистих сланцях швидкість проходження зазвичай підвищується за використання бурових розчинів на вуглеводневій основі, що пояснюється суттєво недостатньою взаємодією долота, глинистих сланців і бурового розчину, причому, останній діє як мастило. За використання бурових розчинів на вуглеводневій основі або інвертнемульсійних систем відбувається гідрофобізація поверхні долота, шламу і порід. Нафтова плівка перешкоджає

утворенню зв'язків між долотом, глинами а, отже, налипанню глин на долото, що призводить до підвищення швидкості буріння.

Глини прилипають до долота і обважнених бурильних труб, якщо між ними встановиться тісний контакт під дією ваги бурильної колони. Механізм прилипання в цьому випадку обумовлений утворенням водневих зв'язків між двома наявними дифузійними шарами води: на поверхні глин, та адсорбційного на поверхні долота.

В якості змащувальних добавок до бурових рідин часто застосовують нафту, дизельне паливо або композиції на їх основі.

До складу сирової нафти входять неполярні та малополярні вуглеводні: рідкі, тверді або газоподібні алканові (метан та його похідні), нафтеніві, ароматичні тощо. Окрім цих вуглеводнів, у більшості нафт у тій чи іншій кількості містяться полярні компоненти, які, в основному, і визначають їх поверхнево-активні та емульгуючі властивості. До них належать кисневмісні (жирні та нафтеніві і кислоти), сірко-вмісні (тіоалкани, тіофани тощо), азотисті сполуки, а також високомолекулярні асфальтосмолисті речовини. До високомолекулярних речовин нафти відносять ту її частину, для якої характерна молекулярна маса понад 400 і яка містить залишки після відгонки фракцій до 350-400 оС. У легких нафтах ця частина становить 30-35 %, у важких високосмолистих нафтах – 60 % і більше.

В нафтах різних родовищ масовий вміст сірки складає 0,1 – 5 %, азоту - 0,33-0,55 % , кисню - 0,1-8 %, асфальтосмолистих речовин - до 20 % і більше. Сумарний вміст полярних компонентів коливається від слідів до 40 % і вище.

Вуглеводневі компоненти - це найбільш легка частина нафти з молекулярною масою переважно в межах 400- 800.

До неуглеводневих компонентів нафти належать смоли і асфальтени. Вміст смолистоасфальтенових речовин у нафтах коливається від 2-5 до 20 % і вище. Смоли і асфальтени характеризуються складністю структури, низькою стабільністю, високою реакційною здатністю, полярністю та поверхневою активністю, загалом є характерним для гетероциклічних сполук.

Нафтеніві кислоти належать до природних поверхнево-активних речовин (ПАР) нафти. Їх вміст у нафтах коливається від 0,1 до 2 % і більше. Нафтеніві кислоти концентруються в легких і середніх оливних фракціях. Хімічний склад нафтенівих кислот є різноманітним. У легких фракціях містяться нафтеніві кислоти з числом вуглеводневих атомів 6-12. Серед кислот, виділених з газової фракції, наявні сполуки з конденсованими нафтенівими кільцями. Нафтові кислоти оливних фракцій містять 13-15 і більше атомів вуглецю. В основному, нафтеніві кислоти є гомологами циклопентану. Зі збільшенням молекулярної маси нафтенівих кислот зменшується їх розчинність у воді, натомість збільшується їх розчинність у нафтопродуктах і поверхнева активність.

У лужному середовищі вищі жирні та нафтеніві кислоти, які містяться в нафті, омиляються, утворюючи солі (мила), які добре розчиняються у воді.

Природні поверхнево-активні речовини (ПАР) та емульгатори нафти відіграють важливу роль в усіх технологічних процесах видобутку, транспортування та переробки нафти. Завдяки наявності у своєму складі природних ПАР, сира нафта може використовуватись як змащувальна добавка до бурових рідин.

На сьогодні сира нафта піддається модифікуванню для усунення ароматичних компонентів, що робить її більш безпечною для застосування в бурових розчинах.

Дизельне паливо певний час було також поширеною змащувальною добавкою до бурових рідин, однак через високі екологічні вимоги на сьогодні його використання з цією метою є обмеженим.

Як бачимо, за своїм призначенням сира нафта та дизельне паливо є близькими, однак нафта є більш ефективною. Дизельне паливо та сира нафта забезпечують приблизно однакове покращення змащувальних властивостей бурових розчинів, але лише в випадку, коли вони вводяться постійно, тобто у міру проходження на глибину.

У таблиці 1 наведено дані щодо впливу деяких нафтопродуктів концентрацією 0,3 г/л на коефіцієнт тертя бурового розчину.

Таблиця 1 – Коефіцієнт тертя в бурових розчинах з додаванням і без додавання нафтопродуктів

Нафтопродукт	Коефіцієнт тертя, визначений за методом Тімкена в середовищі:	
	буровий розчин без додавання нафтопродукту	буровий розчин з додаванням нафтопродукту
Нафта	0,25	0,08
Гас	0,25	0,08
Сира нафта	0,25	0,11
Дизельне паливо	0,25	0,08

Впродовж останніх років використання бурових розчинів на вуглеводневій основі скорочувалося у зв'язку з екологічними обмеженнями. Ця тенденція торкнулася навіть бурових розчинів з низьким вмістом ароматичних вуглеводнів. У США бурові розчини на вуглеводневій основі можуть використовуватися, але без скидання спрацьованих розчинів у море або води внутрішніх водойм. На суші необхідність очищення спрацьованих бурових розчинів на вуглеводневій основі може призвести до збільшення витрат і стати причиною відповідальності за екологічний збиток. Висока вартість і негативне відношення громадськості до роз-

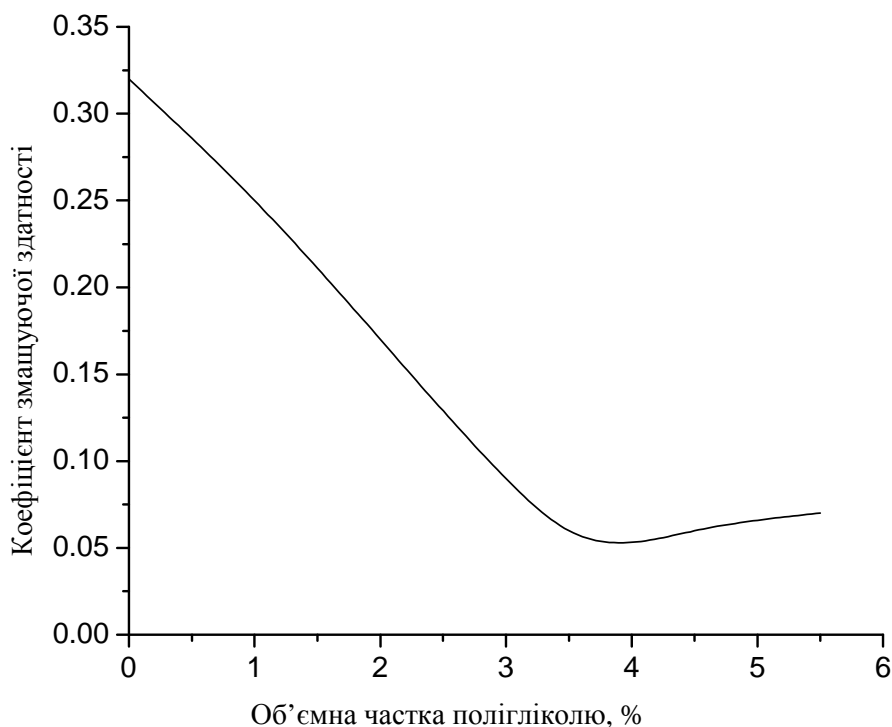


Рисунок 1 – Вплив добавки полігліколю (в % об.) на змащувальну здатність (коефіцієнт змащувальної здатності) бурового розчину на основі вініл-сульфатного кополімера

ливань бурових розчинів на вуглеводневій основі на суші і у прибережних водах є важливими факторами під час вибору промивальної рідини. Екологічні проблеми, пов'язані з використанням таких бурових розчинів, отримали загальне визнання. Тому перед промисловістю виникло завдання розроблення альтернативи буровим розчинами на вуглеводневій основі.

Компанією Milpark Drilling Fluids розроблені промивальні системи MDF – 1402 System на водній основі, які забезпечують покриття долота і бурильної колони «не вуглеводневою» гідрофобною плівкою. В результаті виникає можливість запобігти розвитку міцних зв'язків гідрофільних глин із змочуваною водою поверхнею долота, що є необхідною умовою для утворення на долоті сальників. За рахунок недопущення утворення сальників на долоті підвищується швидкість проходження, і, водночас гідрофобізувальне покриття діє як мастильний матеріал. До складу цієї системи входять кополімер вінілу і сульфонату (AMPS-AM), вуглеводи целюлози і бентоніт; від 1% до 5% об'єму водонерозчинного полігліколевого компоненту, який емульгується у цій системі. На рисунку 1 зображено залежність змащувальної здатності бурового розчину на основі вініл-сульфатного кополімера від добавки полігліколю.

Дані, наведені на рис. 1, свідчать про те, що вініл-сульфатна кополімерна промивальна система, де як емульгатор застосовується полігліколь високої молекулярної маси за його об'ємної частки 1–3,5%, має високі змащувальні властивості.

Окрім того, промислові дослідження засвідчили, що промивальна система на основі ко-

полімера (AMPS-AM) з добавкою полігліколю (об'ємна частка 1–3,5%) є ефективною для запобігання утворенню сальників на породоруйнівному інструменті і збільшення швидкості проходження під час використання доліт з полікристалічними алмазними вставками. Значення швидкості проходження і ступінь зношування доліт під час використання цієї системи є такими ж, як під час буріння з використанням бурового розчину на вуглеводневій основі. Однак, у порівнянні з вуглеводневими буровими розчинами, ця полігліколева емульсія є екологічно безпечною системою.

Для заміни дизпалива використовувались різні добавки, зокрема такі, як мила, жирні кислоти, спирти, асфальтени, графіт та ін.

У таблиці 2 наведено результати вимірювання коефіцієнта тертя різних бурових розчинів з добавкою нафтопродуктів та деяких більш екологічно чистих продуктів.

Дані табл. 2 свідчать, що деякі із досліджуваних змащувальних реагентів за своєю змащувальною дією перевищують дію нафтопродуктів. Ефективність дії цих змащувальних добавок залежить від складу самих бурових розчинів.

Низку досліджень присвячено вивченню впливу різних компонентів на змащувальні властивості промивальних рідин, що здебільшого впливають на зношування породоруйнівного інструменту. Так, вказано, що високі змащувальні властивості мають високомолекулярні карбонові кислоти, поліоксикислоти і їх естери та суміші цих речовин. Особливістю цих продуктів, на відміну від інших ПАР, є обмежена розчинність у воді в поєднанні з високими

Таблиця 2 – Коефіцієнт тертя бурових розчинів з додаванням змащувальних добавок

Змащувальна добавка	Концентрація, мг/л	Коефіцієнт тертя, визначений за методом Тімкена			
		вода	буровий розчин А	буровий розчин В	буровий розчин С
Без добавки	-	0,36	0,44	0,23	0,26
Дизпаливо	100	0,23	0,38	0,23	0,26
Нафта	100	0,24	0,29	0,23	0,19
Високомолекулярні спирти	57	0,16	0,40	0,23	0,26
Жирні кислоти	114	0,07	0,14	0,17	0,23
Сульфовані жирні кислоти	114	0,17	0,12	0,17	0,23
Нафтовий сульфонал	114	0,17	0,32	0,23	0,25
Силікати	114	0,23	0,30	0,26	0,26
Сульфовані асфальтени	228	0,25	0,30	0,25	0,25
Графіт	228	0,36	0,40	0,23	0,26

Примітка: Склад бурових розчинів: А – 159 л води і 6,8 кг бентоніту; В – 159 л води, 6,8 кг бентоніту, 27,2 кг глинистого сланцю, 1,36 кг ферохромлігносульфонату; С – 119 л морської води і 40л суміші за рецептурою: 159 л води, 14,5 бентоніту, 1,8 кг ферохромлігносульфонату, 0,18 каустичної соди

значеннями фізичної і хімічної активності по відношенню до поверхонь тертя. Так, насичені синтетичні жирні кислоти (СЖК), які містять вісім і більше атомів вуглецю в молекулі, в воді практично не розчинні, навіть за відносно високої температури. Аналогічні показники розчинності у воді притаманні також високомолекулярним ненасиченим кислотам.

За літературними даними найбільш ефективними добавками до водних промивальних рідин є СЖК з числом атомів вуглецю не менше 8. На жаль, синтетичні жирні кислоти в Україні не випускаються. Широкого застосування знайшли побічні продукти виробництва олій, основою яких є карбонові кислоти. Це, в першу чергу, неочищені жирні кислоти як відходи гліцеринового виробництва.

Рослинні і тваринні продукти, на відміну від нафтових, характеризуються наявністю ненасичених карбонових сполук хімічно більш активних. Їх високі змащувальні властивості пов'язані з підвищеною швидкістю утворення мил в зоні тертя.

Найбільш перспективним у плані широкого застосування в техніці є ріпакова та соняшникова олії, оскільки ці рослини успішно культивуються майже в усіх областях України. Основною перевагою рослинних олій є їх екологічна чистота: після потрапляння до оточуючого середовища вони піддаються порівняно швидкому природному розкладу (протягом 5 діб). Саме тому ведуться інтенсивні дослідження щодо застосування рослинних олій в якості робочих рідин. Дослідженнями встановлені достатньо високі трибологічні властивості рослинних олій – швидка взаємодія з металами, висока змащувальна здатність, корозійний захист, нейтральне відношення до ущільнень. До основних недоліків олій належать інтенсивне

загущування за зниження температури нижче мінус 15°C (повна кристалізація – за мінус 280°C), відносно швидке старіння під час експлуатації, що виявляється в незворотному підвищенні в'язкості, а також схильність до гідролізу під впливом води. Для боротьби із зазначеними недоліками формулюється задача створення добавок з відповідними властивостями до ріпакової олії з врахуванням вимог екологічної безпеки. Широко застосовуються кубові залишки (гудрони) олійно-жирових підприємств, які утворюються в результаті дистиляції жирних кислот із коапстоків олій (соняшникової, соєвої, лляної, ріпакової, бавовняної) або тваринних жирів та їх сумішей. В основному гудрони складаються із високомолекулярних ненасичених і насичених жирових сполук. Окрім того, в їх складі наявні стерини і їх естери, деякі вітаміни, госсипол (пігмент) та інші високомолекулярні сполуки.

Відходом виробництва рослинних олій є також фузи. Фузи містять у своєму складі високомолекулярні насичені і ненасичені жирні кислоти, гліцериди, а також фосфатиди, білки, лактони та деякі інші речовини. Кислотне число фузів – в межах 58-84 мг КОН/г, число омилення – 169-195 мг КОН/г.

Як сировину для одержання змащувальних добавок використовують каніфоль і талову оливу, які одержують із смоли і продуктів перероблення деревини (переважно хвойних порід).

Як змащувальні добавки досліджувались відходи виробництва рибного жиру – жиропенаси і було встановлено, що ці відходи можуть бути основою для виробництва екологічно чистих змащувальних добавок до бурових розчинів.

Таблиця 3 – Зовнішній вигляд та компонентний склад змащувальних добавок

Країна походження	Змащувальна добавка	Зовнішній вигляд	Компонентний склад
СНД (Росія, Республіка Білорусь)	СПРИНТ 33	Порошкоподібна сипуча речовина світло-сірого кольору	Тваринні жири, аніоноактивні та неіоногенні ПАВ, присадки
	ЭКОС-Б-ЗПТ	Рідина без запаху, світло-коричневого кольору	Продукт етерифікації талової оливи (пеку) з гліколем, неіоногенні ПАР
	ТРИБОС	Рідина або паста, світло-коричневого кольору з запахом рибячого жиру	Продукт на основі сульфованого рибячого жиру, присадки
	ФК-1 (ФК-2)	В'язка рідина від світло-коричневого до темно-коричневого кольору	Фосфатидний концентрат з вмістом насичених тригліцеридів не більше 20%
	ФК-2000	Рідина від світло-коричневого до темно-коричневого кольору	ПАР на основі кислот рослинних олій (соняшникової, кукурудзяної та ін.), лужний агент та присадки
	ЗГВ	Непрозора оливна рідина темно-коричневого кольору	Олива нафтова, віск гірський, олива талова
Польща	SUPERLUB	Прозора рідина жовтого кольору	Суміш оксиетильованих гліцеридів та естерів жирних кислот

Так, відома мастильна добавка до бурових розчинів, що містить фосфатидний концентрат олії, аміак у водному розчині і карбамід.

Зарубіжними фірмами пропонується низка змащувальних добавок до бурових розчинів на основі натуральної сировини. Так фірмою Phillips Petroleum Co. (США) розроблено змащувальну добавку на основі солі сульфованої смоли талової оливи. Її додавання у кількості 3-57 кг/м³ до бурового розчину значно підвищує змащувальні властивості розчину і зменшує фільтрацію.

Фірма Хенкель (ФРН) розробила низку перспективних естерних олив до бурових розчинів. Їх основою є естери одноатомних спиртів з атомами вуглецю від 2 до 12 та ненасичених монокарбонових кислот з атомами вуглецю від 16 до 24.

Одним із сучасних напрямків вдосконалення змащувальних добавок для буріння є розроблення універсальних, багатофункційних змащувальних матеріалів, які одночасно поліпшують технологічні властивості промивальних рідин, їх фільтраційні та структурно-реологічні властивості, а у деяких випадках – колекторські властивості нафтових покладів, що розробляються. За кордоном відомі хімічні реагенти такого типу – лубриканти, наприклад, змащувальні добавки СПРИНТ 33, ФК-2000, що розроблені в ОАО НПО “Бурение” (Росія), добавка ЗГВ виробництва АОА „Завод горного воска” (Республіка Білорусь), продукт BIO-DRILL фірми MILPARK (США), змащувальна добавка SUPERLUB фірми PSPW Sp. z.o.o. (Польща), змащувальні добавки серій GLO EP фірми Global Drilling Fluids & Chemicals (Індія) (табл. 3).

Ефективність показників закордонних змащувальних добавок прийнято оцінювати за стандартом Американського нафтового інсти-

туту (API) на машині тертя фірми Baroid Mud і Lubricity Tester (США) шляхом визначення коефіцієнта тертя Ктр пари метал-метал у середовищі водного і бурового розчинів за різних навантажень на металеву призму, що контактує з крутним валом, у тому числі і за стандартного навантаження, дорівнює 1,02 МПа, та частотою обертання вала 60 хв⁻¹.

Характеристики промислових змащувальних добавок, що застосовуються у нафтовій та газовій промисловості зведені у табл. 3, 4.

Аналіз науково-технічної та патентної літератури дає підстави для висновків щодо сучасного рівня вимог до змащувальних добавок до бурових рідин для буріння нафтогазових свердловин. Змащувальні добавки мають бути реагентами комплексної дії і відповідати таким вимогам:

- мати високі змащувальні та протиприхлювальні властивості;
- добре суміщатися зі всіма реагентами, які застосовуються під час оброблення бурових розчинів;
- сприяти зниженню показника фільтрації бурових розчинів і підвищенню їх питомого електричного опору;
- ефективно функціонувати у складних геологічних умовах, які характеризуються високими температурами та тиском, полімінеральною та сірководневою агресією тощо;
- надавати буровим розчинам антикорозійний властивостей і здатності гідрофобізувати пористе середовище колектора, що, в свою чергу, має сприяти підвищенню проникнення для нафти;
- бути стійкими до дії мікроорганізмів;
- не містити шкідливих, токсичних речовин, легко піддаватися біологічному розщеплюванню, тобто бути екологічно чистими.

Таблиця 4 – Фізико-хімічні та трибологічні характеристики змащувальних добавок

Показники	Змащувальні добавки до бурових розчинів							
	Росія					США		
	СПРИНТ 33	ФК- 2000	ФК-1	ТРИБОС	ЭКОС- БЗПТ	TOR Kease	LUB- E 167	BIO- DRILL
Водневий показник 1%-ного водного розчину	8,5-9,5	8,5-9,5	6,5-7,5	8,0-9,5	7,5-8,5	7,0-9,0	9,5-10,0	6,8-7,5
Коефіцієнт тертя 1%-ного розчину змащувальної добавки за API	0,06-0,08	0,02-0,05	0,04-0,06	0,04-0,06	0,07-0,09	0,15-0,18	0,05-0,08	0,06-0,08
Піноутворення, %	< 600	< 40	< 20	< 60	< 20	< 800	< 60	< 30

Література

1 Гавриленко Н.М. Поверхностно-активные антифрикционные добавки при бурении скважин / Н.М. Гавриленко, А.Н.Давиденко, Н.А.Дудля. – Киев: Наукова думка, 1990. – 103 с.

2 Ятров А.Н. Буровые растворы с улучшенными смазочными свойствами / А.Н.Ятров, Н.А.Жидовцев, К.М.Гильман и др. – М.: Недра, 1975. – 142 с.

3 Шерстнев Н.М. Применение композиций ПАВ при эксплуатации скважин / Н.М. Шерстнев, Л.М. Гурвич, И.Г. Булина и др. – М: Недра, 1988. – 184 с.

4 Пенькова А.Н. Повышение эффективности действия смазочных добавок для буровых растворов / А.Н.Пеньков, Л.П.Вахрушев, В.Н.Кошелев и др. // Нефтяное хозяйство. – 2000. – № 5. – С. 33-35.

5 Четвертнева И.А. Влияние компонентного состава на свойства смазочной добавки для бурения растворов / И.А. Четвертнева // Сб. научн. трудов. Башнипинефть. – 2003. – № 111. – С. 185-194.

6 Лукманов Р.Р. Эффективность смазочных добавок в растворах различного типа / Р.Р. Лукманов, Э.В. Бабушкин, Р.З. Лукманова // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2005. – № 9. – С. 54-58.

Стаття надійшла до редакційної колегії
21.11.11

Рекомендована до друку професором
Мойсишиним В.М.