

ISSN 2409-7500 (Print)
ISSN 2518-1122 (Online)

Нафтогазова галузь України

техніка

3/2016

Oil&gas
industry of Ukraine

www.naftogaz.com/naftogaz_galuz
journal@naftogaz.net

Семінар-нарада «Облік природного газу та метрологія»

З 23 по 27 травня 2016 р. у смт Козин Обухівського р-ну Київської обл. відбулася семінар-нарада «Облік природного газу та метрологія». У ній узяло участь понад 160 фахівців нафтогазової галузі, серед яких представники Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України» (далі – Компанія), Мінекономрозвитку, НКРЕКП, ДП «Укравтогаз», ПАТ «УКРТРАНСГАЗ», ПАТ «УКРГАЗВИДОБУВАННЯ», ПАТ «Укрнафта», ПАТ «Укртранснафта», АТ «Молдовагаз», навчальних і науково-дослідних закладів, газорозподільних підприємств, виробників засобів вимірювальної техніки.

На семінарі заслухано та обговорено більше як 50 доповідей та інформативних повідомлень про хід реалізації заходів щодо вдосконалення приладового обліку природного газу; створення системи метрологічного забезпечення витратометрії природного газу на еталонних засобах в умовах, близьких до робочих; упровадження положень Закону України «Про забезпечення комерційного обліку природного газу» (Закон), Правил визначення обсягів та фізико-хімічних показників природного газу, Тимчасового положення про порядок проведення розрахунків за надання населенню послуг з газопостачання в умовах використання лічильників природного газу (будинкових або на групу будинків); захисту вузлів обліку природного газу (ВОГ) від несанкціонованого втручання та інше.



На семінарі зазначено зокрема таке:

запровадження в Україні вимог міжнародних стандартів та сучасних засобів вимірювальної техніки, підготовка висококваліфікованих фахівців із розроблення та експлуатації цих засобів за останні 15 років значно підвищили достовірність приладового обліку природного газу;

підготовлено нову редакцію Правил визначення обсягів та фізико-хімічних показників природного газу при комерційному обліку;

темпи встановлення лічильників природного газу на виконання вимог Закону, загальна потреба в яких до кінця 2017 року становить близько 3,5 млн шт, недостатні.

Установлення загальнобудинкових лічильників природного газу не є вирішенням питання оснащення лічильниками газу квартир та будинків, що передбачено Законом України «Про забезпечення комерційного обліку природного газу».

Продемонстровано ряд нових засобів та систем вимірювання витрати природного газу, засобів повірки, систем збору даних тощо.

За результатами семінару-наради прийнято відповідне рішення.



Науково-виробничий журнал
Виходить один раз на два місяці

Співзасновники:

Національна акціонерна компанія
«Нафтогаз України»

Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу

Головний редактор

Коболєв А.В.

3/2016 (21)

травень-червень

Індекс 74332

Тираж 500 примірників

Адреса видавця

01601, Київ-1, вул. Богдана Хмельницького, 6

Телефони: (044) 586 3681, 586 3683

Факс: 594 7669

www.naftogaz.com/naftogaz_galuz

E-mail: journal@naftogaz.net

Адреса друкарні

ТОВ «ВИДАВНИЧИЙ ДІМ «САМ»

01004, м. Київ, вул. Червоноармійська, 8

тел.: (044) 235-72-20

sales@vdsam.kiev.ua

ЗАРЕЄСТРОВАНО

в Міністерстві юстиції України.

Свідоцтво про державну реєстрацію

друкованого засобу масової інформації серії

КВ №19813-9613Р від 09.04.2013 р.

Видавець

НАЦІОНАЛЬНА АКЦІОНЕРНА КОМПАНІЯ

НАФТОгаз
У К Р А І Н И



NATIONAL JOINT-STOCK COMPANY

NAFTOGAZ
O F U K R A I N E

Журнал внесено до переліку наукових фахових видань
України, в яких можуть публікуватися результати
дисертаційних робіт на здобуття наукових ступенів
доктора і кандидата наук у таких галузях:

- технічні науки (Міністерства освіти і науки
України № 41 від 17.01.2014)

- геологічні науки (наказ Міністерства освіти і науки
України № 455 від 15.04.2014)

- економічні науки (наказ Міністерства освіти і науки
України № 261 від 06.03.2015)

Рекомендовано до друку Вченою радою
Івано-Франківського національного технічного
університету нафти і газу та Науково-технічною
радою Національної акціонерної компанії
«Нафтогаз України»

Відповідальність за достовірність фактів, власних
імен, цитат, географічних назв та інших відомостей
несуть автори публікацій

ЕКОНОМІКА ТА МЕНЕДЖМЕНТ

3 Драчук О.Г., Мельник Є.А.,

Левандович Ю.С., Юрова М.І.

Щодо комерціалізації освоєння перспективних
нафтогазоносних ділянок суходолу України

ГЕОЛОГІЯ НАФТИ І ГАЗУ

7 Кривуля С.В., Лизанець А.В., Мачужак М.І.

Перспективи газоносності та особливості геологічної
будови глибокозалягаючих горизонтів Шебелинського
газоконденсатного родовища

БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН

13 Огородніков П.І., Світлицький В.М.,

Іванків О.О., Польовий А.Я.

Вплив інтенсивності поперечних коливань
на динамічний стан бурильної колони

ТРАНСПОРТУВАННЯ ТА ЗБЕРІГАННЯ НАФТИ І ГАЗУ

16 Грудз В.Я., Аль-Дандал Р.С.

Порівняльний аналіз застосування в трубопровідному
транспорті нафтопродуктів протитурбулентних
присадок різних типів

20 Григорський С.Я., Середюк М.Д.

Визначення коефіцієнта заповнення порожнини
нафтопроводу з урахуванням особливостей
гідродинамічних параметрів безнапірних ділянок

24 Сторчак С.О., Заєць В.О.

Підземні сховища газу України – надійна основа
для створення Східноєвропейського газового хабу

АВТОМАТИЗАЦІЯ ТА ІНФОРМАЦІЙНІ ТЕХНОЛОГІЇ

26 Коробко І.В., Могирьов Я.І., Кретеви́ч В.В.

Інформаційне забезпечення оптимізації лічильників
газу турбінного класу

НЕТРАДИЦІЙНІ ТЕХНОЛОГІЇ ТА ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ

30 Карпенко В.М., Стасенко В.М.

Метод динамічної термометрії

ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ДОВКІЛЛЯ

38 Шаманський С.Й., Бойченко С.В.

Екологічно безпечний процес утилізації осадів
стічних вод авіапідприємств із отриманням біогазу

43 Сабан В.З.

Екологічні ризики під час видобування сланцевого газу

З ІСТОРІЇ ГАЛУЗІ

46 Осінчук З.П.

Українські фахівці нафтогазової галузі в Афганістані

Інформація

6, 12, 23, 29, 45

Редакційна колегія

Головний редактор

Коболєв Андрій Володимирович – голова правління
Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України»

Заступники головного редактора

Ковалко Олександр Михайлович – канд. екон. наук,
голова Секретаріату науково-технічної ради
Крижанівський Євстахій Іванович – д-р техн. наук,
академік НАН України, ректор Івано-Франківського
національного технічного університету нафти і газу

Редакційна колегія

Адаменко Олег Максимович – д-р геол.-мінерал. наук

Банахевич Юрій Володимирович – д-р техн. наук

Бойченко Сергій Валерійович – д-р техн. наук

Братичак Михайло Миколайович – д-р хім. наук

Бутинець Франц Францович – д-р екон. наук

Василюк Володимир Михайлович – канд. техн. наук

Венгерцев Юрій Олександрович – канд. техн. наук

Вишва Сергій Андрійович – д-р геол. наук

Витвицький Ярослав Степанович – д-р екон. наук

Гінзбург Михайло Давидович – д-р техн. наук

Гладун Василь Васильович – д-р геол. наук

Гожик Петро Федосійович – д-р геол. наук,

академік НАН України

Гораль Ліліана Тарасівна – д-р екон. наук

Гриценко Олександр Іванович – д-р техн. наук,

член-кореспондент РАН (Росія)

Грудз Володимир Ярославович – д-р техн. наук

Данилюк Микола Олексійович – д-р екон. наук

Дорошенко Володимир Михайлович – д-р техн. наук

Драганчук Оксана Теодорівна – д-р техн. наук

Євдошук Микола Іванович – д-р геол. наук

Єгер Дмитро Олександрович – д-р техн. наук,

член-кореспондент НАН України

Зарубін Юрій Олександрович – д-р техн. наук

Карпаш Олег Михайлович – д-р техн. наук

Карпенко Олексій Миколайович – д-р геол. наук

Кісіль Ігор Степанович – д-р техн. наук

Клюк Богдан Олексійович – канд. техн. наук

Коболєв Володимир Павлович – д-р геол. наук

Колбушкін Юрій Петрович – д-р екон. наук

Кондрат Роман Михайлович – д-р техн. наук

Красножон Михайло Дмитрович – д-р геол. наук

Лукін Олександр Юхимович – д-р геол.-мінерал. наук,

академік НАН України

Маєвський Борис Йосипович – д-р геол.-мінерал. наук

Макогон Юрій Федорович – д-р техн. наук

(Техаський університет, США)

Мачужак Михайло Іванович – канд. геол.-мінерал. наук

Нестеренко Олексій Григорович – канд. екон. наук

Орлов Ігор Олегович – канд. техн. наук

Осінчук Зиновій Петрович – канд. техн. наук

Павлюк Мирослав Іванович – д-р геол.-мінерал. наук,

член-кореспондент НАН України

Петренко Віктор Павлович – д-р екон. наук

Петровський Олександр Павлович – д-р фіз.-мат. наук

Прокопів Володимир Йосипович – канд. геол. наук

Світличський Віктор Михайлович – д-р техн. наук

Середюк Марія Дмитрівна – д-р техн. наук

Середюк Орест Євгенович – д-р техн. наук

Старостенко Віталій Іванович – д-р фіз.-мат. наук,

академік НАН України

Стогній Олексій Вадимович – канд. техн. наук

Сторчак Сергій Олександрович – д-р техн. наук

Унігоський Леонід Михайлович – д-р техн. наук

Федоришин Дмитро Дмитрович – д-р геол. наук

Фик Ілля Михайлович – д-р техн. наук

Хомик Павло Миколайович

Чудик Ігор Іванович – д-р техн. наук

Чухліб Анатолій Петрович – канд. екон. наук

Швидкий Едуард Анатолійович – канд. екон. наук

Шевчук Анатолій Степанович – канд. техн. наук

Шимко Роман Ярославович – канд. техн. наук

Над номером працювали

Управління науково-технічної політики Національної
акціонерної компанії «Нафтогаз України»

Сектор організації видання

науково-виробничого журналу

Начальник сектору Т.П. Умущенко

Редактор Н.Г. Ворона

Здано до складання 20.05.2016

Підписано до друку 07.07.2016

Формат 205×285. Папір крейдований. Офсетний друк

ECONOMICS AND MANAGEMENT

- 3 Drachuk O., Melnyk Ye., Levandovych Yu., Yurova M.**
On commercialisation of development of the onshore
prospective petroleum areas of Ukraine

GEOLOGY OF OIL AND GAS

- 7 Kryvulia S., Lyzanets A., Machuzhak M.**
Prospects of gas content and specifics of geological
structure of deep-laying levels of Shebelynka gas
condensate field

WELL DRILLING

- 13 Ohorodnikov P., Svitlytskyi V., Ivankiv O., Poliovyi A.**
Influence of intensity of transverse vibrations on dynamic
state of drill string

OIL AND GAS TRANSPORTATION AND STORAGE

- 16 Hrudz V., Al-Dandal R.**
Compared analysis of using antiturbulent additives of
various types in oil products pipeline transport

- 20 Hryhorskyi S., Serediuk M.**
Determination of rate of filling the oil pipeline void
space taking into account the specifics of hydrodynamic
parameters of free-flow sections

- 24 Storchak S., Zaiets V.**
Underground gas storages of Ukraine – reliable foundation
for creation of an Eastern European gas hub

AUTOMATION AND INFORMATION TECHNOLOGIES

- 26 Korobko I., Mohyriov Ya., Krotevich V.**
Information support to optimisation of turbine-class
gasmeters

UNCONVENTIONAL TECHNOLOGIES AND ENERGY EFFICIENCY

- 30 Karpenko V., Stasenko V.**
Dynamic thermal logging method

LABOR AND ENVIRONMENT PROTECTION

- 38 Shamanshkyi S., Boichenko S.**
Environment-friendly process of utilisation of wastewater
sludge from aviation enterprises including biogas
generation

- 43 Saban V.**
Environmental risks in shale gas production

INDUSTRY HISTORY

- 46 Z.Osinchuk**
Ukrainian experts of oil and gas industry in Afghanistan

Information

6, 12, 23, 29, 45

Щодо комерціалізації освоєння перспективних нафтогазоносних ділянок суходолу України

© О.Г. Драчук

канд. техн. наук
Drachuk@naukannaftogaz.kiev.ua

Є.А. Мельник

Ю.С. Левандович

М.І. Юрова

ДП «Науково-дослідний
інститут нафтогазової
промисловості»
Національної
акціонерної компанії
«Нафтогаз України»

Розглянуто умови забезпечення успішної комерціалізації проектів освоєння перспективних нафтогазоносних ділянок суходолу, що потребують застосування особливого підходу до проектування свердловин, на прикладі Рунівщинської площі Будищансько-Чутівської ліцензійної ділянки.

Ключові слова: кущове буріння, багатобічна свердловина, землевідведення, моделювання.

Рассмотрены условия обеспечения успешной коммерциализации проектов освоения перспективных нефтегазоносных участков суши, которые требуют применения особенного подхода к проектированию скважин, на примере Рунувшинской площади Будышанско-Чутовского лицензионного участка.

Ключевые слова: кустовое бурение, многозабойная скважина, землеотвод, моделирование.

The conditions for ensuring successful commercialisation of development projects of the onshore prospective petroleum areas that require a special approach to the well planning as in the case of Runivshchyna area of Budyshche-Chutiv license block were considered.

Key words: cluster drilling, multilateral well, land allocation, modelling.

УДК 622.276

На сьогодні нафтогазовидобувні компанії змушені значний обсяг пошуково-розвідувального та експлуатаційного буріння на перспективних нафтогазоносних ділянках проводити у складних геолого-промислових умовах, що зумовлює необхідність використання ефективніших технологій спорудження свердловин.

Водночас успішність комерціалізації освоєння перспективних нафтогазоносних ділянок пов'язана не лише зі збільшенням обсягів видобутку за рахунок ефективного проведення робіт, безпосередньо пов'язаних із технологічними процесами спорудження свердловин, а й зі зменшенням витрат на роботи, що передують бурінню свердловин, зокрема: на підготовку й облаштування бурових майданчиків та свердловин, під'єднання їх до газорозподільних мереж, зменшення екологічних ризиків тощо.

Одним із перспективних напрямів забезпечення успішної комерціалізації освоєння перспективних нафтогазоносних ділянок є застосування сучасних технологій спорудження свердловин – кущового буріння (КБ) із проводкою багатобічних свердловин (БВС), що передбачає буріння на обмеженому майданчику багатобічних свердловин із різною просторовою траєкторією стовбурів, зокрема похило-скерованих (ПСС) та горизонтальних (ГС). Комплексне застосування технологій КБ із технологіями спорудження БВС дає змогу зменшити витрати на спорудження свердловин і забезпечити ефективніше функціонування родовищ [1, 2]. Такі технологічні заходи в Україні порівняно більше застосовують на морських родовищах.

Доцільність та особливості застосування на родовищах вуглеводнів технологій КБ зі спорудженням БВС

визначають із ряду умов – геологічних, технічних, технологічних, орографічних, кліматичних, екологічних.

Якщо в арсеналі сучасних технологічних заходів і технічних засобів існує широкий спектр вибору можливих шляхів виконання завдань із планування розробки родовищ (буріння свердловин КБ), які можуть обмежуватися, зокрема, лише високими ціновими показниками чи тимчасовою недоступністю на вітчизняному ринку бурового обладнання й технологій, то на першому етапі планування визначальними є умови, наведені у табл. 1.

Таблиця 1

Умови, що визначають доцільність та особливості застосування технологій КБ зі спорудженням БВС

Геологічні умови	пов'язані насамперед із характеристиками порід та покладів, наприклад, із розбурюванням багатопластових продуктивних відкладів тощо
Технологічні умови	визначаються необхідністю унеможливлення або ж зменшення порушення сітки свердловин за природнього викривлення свердловин тощо
Орографічні умови	визначаються необхідністю розкриття продуктивних пластів, що знаходяться на ділянках, важкодоступних із огляду на природні рельєфні умови – пересічена місцевість, наявність водойм, боліт, акваторії морів тощо
Кліматичні умови	визначаються насамперед температурними показниками навколишнього середовища, кількістю та тривалістю сезонних опадів тощо
Екологічні умови	визначаються можливістю виникнення порушень природної екологічної рівноваги під час проектування, будівництва й експлуатації об'єктів нафтогазової промисловості
Технічні умови	передбачають застосування технологій буріння на родовищах, що знаходяться в санітарно-захисних зонах, під забудованими ділянками, ділянками приватних власників або тих, що знаходяться у комунальній власності

Зважаючи на доволі велику густонаселеність території України, освоєння перспективних нафтогазоносних ділянок суходолу може бути ускладненим, оскільки значна частина земель є зараз або буде найближчим часом у приватній власності, причому не лише під забудовою, а найчастіше, як землі сільськогосподарського призначення. Крім того, не варто забувати й про землі заповідних зон, де, згідно із Законом України «Про природно-заповідний фонд України», заборонено здійснення геологорозвідувальних робіт.

Звичайно, існують правові механізми вилучення земельних ділянок для потреб нафтогазової промисловості (ст. 150, 151 Земельного кодексу України). Проте вирішення цих питань в Україні, як показує досвід, може стати доволі складним та довготривалим. Одним із таких прикладів є тривале надання компанії Chevron дозволу на розробку сланцевих покладів Олеської площі Івано-Франківською обласною радою.

З огляду на суспільно-правові аспекти підготовки до освоєння, необхідність скорочення витрат на землевідведення під буріння та пришвидшення освоєння відведених ділянок, на думку авторів, найактуальнішим під час освоєння перспективних нафтогазоносних ділянок суходолу є комплексне врахування насамперед геологічних та технічних умов.

У цій роботі розглянуто особливості комплексного врахування геологічних і технічних умов під час освоєння перспективних нафтогазоносних ділянок суходолу, які знаходяться в густонаселених районах та санітарно-захисних зонах, що дасть змогу створити умови для збільшення комерційної привабливості проекту їх освоєння за рахунок використання технологій КБ зі спорудженням БВС на прикладі Рунівщинської площі Будищансько-Чутівської ліцензійної ділянки.

На Рунівщинській площі продуктивні поклади у відкладах юри залягають

на глибинах до 700 м [3]. Однак їх освоєння ускладнюється наявністю сільськогосподарських угідь, населених пунктів та санітарно-захисної зони. Згідно з наказом Міністерства охорони здоров'я України № 173 від 19.06.96 «Про затвердження Державних санітарних правил планування та забудови населених пунктів» санітарно-захисна зона для об'єктів буріння газових параметричних, пошуково-розвідувальних та експлуатаційних свердловин, що буряться дизельним приводом, становить – 500 м, а з використанням електроприводу – 300 м.

Місця розташування свердловин на Рунівщинській площі Будищансько-Чутівської ліцензійної ділянки з нанесеними границями населених пунктів і санітарно-захисних зон (використано інтернет-ресурс www.wikimapia.org) показано на рис. 1. На рис. 2 наведено структурну поверхню продуктивних відкладів



Рис. 1. Розташування свердловин на Рунівщинській площі Будищансько-Чутівської ліцензійної ділянки

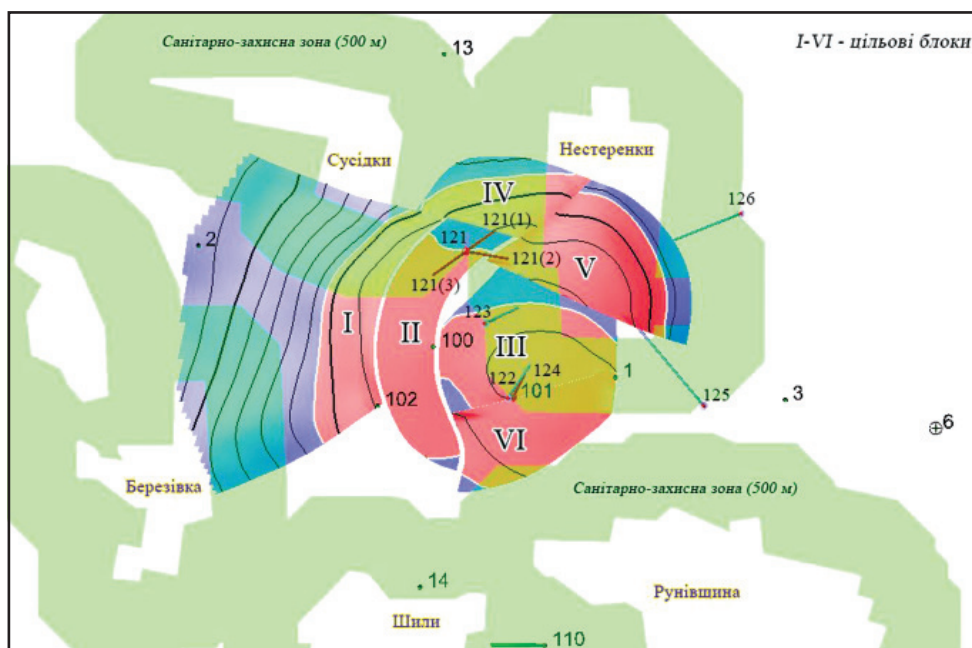


Рис. 2. Структурна поверхня продуктивних відкладів юри та санітарно-захисні зони

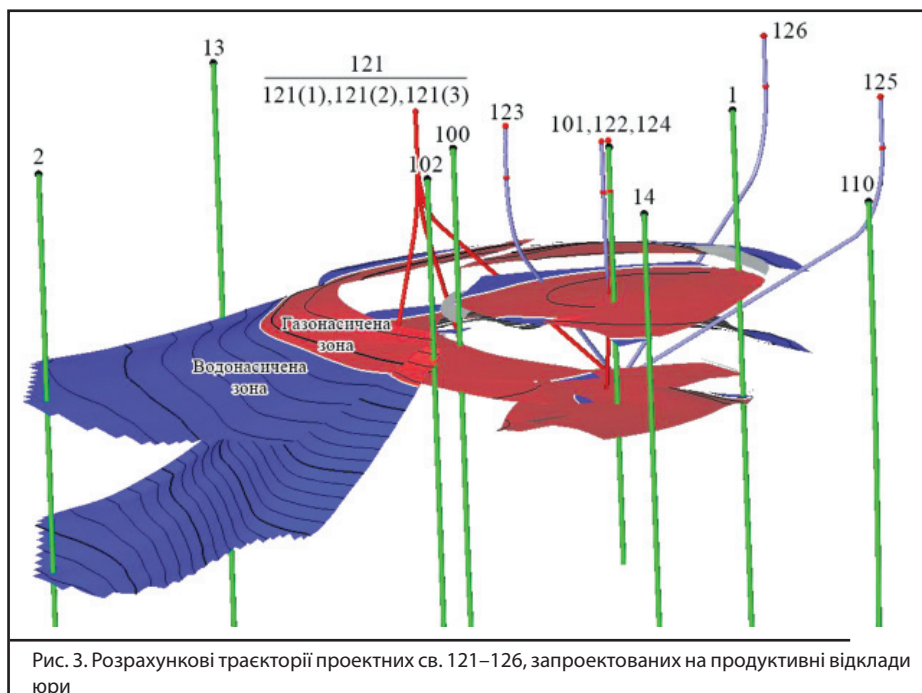


Рис. 3. Розрахункові траєкторії проектних св. 121–126, запроєктованих на продуктивні відклади юри

меться за допомогою технічних засобів для звичайного та багатовибійного скерованого буріння. Обмеження інтенсивності викривлення значенням $3^\circ/10$ м прийнято з огляду на те, що буритимуть слабозцементовані породи, які залягають неглибоко. За більших значень інтенсивності викривлення підвищується ймовірність виникнення ускладнень та аварійних ситуацій під час проводки стовбура свердловини. Це потребуватиме використання спеціального обладнання та врахування відповідних технологічних обмежень, що врешті-решт збільшить виробничі витрати.

Зважаючи на особливості тех-

юри з виділеними умовно цільовими блоками із нанесеними межами населених пунктів та санітарно-захисних зон. На рис. 3 наведено розрахункові траєкторії проектних св. 121–126, запроєктованих на продуктивні відклади юри, та їх розташування відносно пробурених раніше св. 1–3, 13, 14, 100–102, 110.

Технічні умови для Рунівської площі Будищансько-Чутівської ліцензійної ділянки є такими, що потребують особливого підходу до буріння свердловин у зв'язку з високою заселеністю та наявністю земель сільськогосподарського призначення, оскільки санітарно-захисна зона покриває практично всю ліцензійну ділянку (див. рис. 1), а також у зв'язку із невеликими (до 700 м) глибинами залягання продуктивних відкладів.

Геологічна будова газових покладів ділянки внаслідок впливу соляного штоку є дуже складною, блоковою, зі значною кількістю тектонічних порушень (скидів, зворотних скидів, насувів тощо).

Отже, у цьому випадку необхідно запроєктувати буріння свердловин у складних геологічних умовах (невеликі глибини із розкриттям кількох блоків), враховуючи специфіку технічних умов. Для цього доцільно запроєктувати свердловини так, щоб забезпечити мінімальне землевідведення під облаштування бурових майданчиків, тобто застосувати КБ зі спорудженням ПСС (БВС).

Для геологічного моделювання та проектування траєкторій свердловин автори використали сучасний програмний пакет Petrel компанії Schlumberger. Під час моделювання приймалося, що буріння стовбурів нових ПСС буде здійснюватися із максимальною інтенсивністю викривлення $3^\circ/10$ м (свердловина з великим радіусом кривизни), а буріння провадити-

нічних (густонаселений район та санітарно-захисні зони), а також геологічних умов (складна тектоніка та невеликі глибини), розкриття газонасиченої частини блока V із-за меж санітарно-захисної зони (див. рис. 2) виявилось складним завданням, оскільки за заданих вхідних параметрів свердловин (табл. 2) неможливо провести траєкторію свердловини таким чином, щоб розкрити весь продуктивний розріз.

Для розкриття газової частини блока V змодельовано траєкторії св. 123–126, але позитивного результату (розкриття продуктивних відкладів) не було досягнуто внаслідок обмеження за максимальним ($3^\circ/10$ м) набором кривизни траєкторії стовбура свердловини.

Багатовибійну св. 121 із бічними стовбурами 121 (1), 121 (2), 121 (3) запроєктовано пробурити на продуктивні відклади цільових блоків II, IV, V із одного бурового майданчика, а св. 122 – із майданчика пробуреної св. 101 (див. рис.1). Нові свердловини повинні

Таблиця 2

Вхідні параметри проектних свердловин

Свердловина (бічний стовбур)	Альтитуда, м	Довжина стовбура, м	Інтенсивність викривлення, $^\circ/10$ м	Відстань від устя свердловини до точки входу в газонасичену зону пласта, м	Абсолютна відмітка входу в газонасичену зону пласта, м	Цільовий блок
121(1)	110	928	3	301	-272	IV
121(2)	110	1173	3	333	-270	V
121(3)	110	927	3	303	-370	II
122	110	1021	3	199	-275	III
123*	109	1122	3	–	–	V
124*	109	1351	3	–	–	V
125*	108	1521	3	–	–	V
126*	107	1423	3	–	–	V

* Місце закладання та траєкторія свердловини не дають змоги розкрити весь продуктивний розріз

бути запроектовані як ПСС і БВС та буритися з бурових майданчиків свердловин, які вже були пробурені (КБ).

Це, по-перше, дасть змогу зекономити певні кошти на витратах, що передбачені для відведення і підготовки ділянки під буріння, по-друге – запроектувати свердловини таким чином, щоб розкрити весь газонасичений розріз із охопленням дренаванням максимальної площі цільових блоків.

Висновки

На прикладі Рунівщинської площі Будищансько-Чутівської ліцензійної ділянки показано, що без застосування сучасних програмних засобів для проектування, а також технологічних заходів для спорудження свердловин різними просторовими траєкторіями мостобурів, комплексне врахування технічних і геологічних умов (розкриття всього продуктивного розрізу) є ускладненим або, як у розглянутому випадку, неможливим.

Застосування технологій КБ зі спорудженням БВС дає змогу забезпечити ефективнішу розробку продуктивних відкладів із одночасним зменшенням витрат

на підготовку до спорудження і, власне, спорудження свердловин, їх експлуатацію, забезпечує сприятливу екологічну складову. З огляду на технічні умови суходолу України, буріння раціональніше проводити не спеціальними буровими установками для КБ, а мобільними установками для спорудження поодиноких свердловин.

Використання сучасних програмних пакетів для геологічного моделювання та проектування проводки свердловин дає змогу повніше враховувати особливості буріння свердловин із застосуванням цих технологій на перспективних нафтогазоносних ділянках суходолу із обмеженням або ускладненням земле-відведенням.

Це дасть змогу нафтогазовидобувним компаніям під час проектування розбурювати складні геологічні об'єкти, з огляду на ускладнені технічні (поверхневі) умови суходолу, зменшити капітальні вкладення, забезпечити таким чином успішну комерціалізацію проектів із освоєння перспективних нафтогазоносних ділянок.

Список використаних джерел

1. **Алиев З.С.** Обоснование конструкции горизонтальных и многоствольно-горизонтальных скважин для освоения нефтяных месторождений / З.С. Алиев, Б.Е. Сомов, В.Ф. Чекушин. – М.: Техника, 2001. – 191 с.
2. **Фрайя Х.** Новые подходы к строительству многоствольных горизонтальных скважин / Х. Фрайя,

Э. Омер, Т. Пулик // Нефтегазовое обозрение. – 2003. – № 14. – С. 45–67.

3. **Драчук О.Г.** Вибір технологічних заходів для кріплення нестійких колекторів у свердловинах родовищ нафти і газу / О.Г. Драчук, В.П. Гришаненко, Р.В. Тимах, О.В. Панащенко, С.В. Касянчук, Р.Я. Васишин // Нафтогазова галузь України. – 2014. – № 5. – С. 16–19.

Промисловість ЗПГ

У 2015 р. світова торгівля зрідженим природним газом (ЗПГ) зросла на 4,7 млн т порівняно з попереднім роком і становила 244,8 млн т. Цей показник значно перевищує рекордне досягнення 2011 р. у розмірі 241,5 млн т. Старт кількох нових проектів в Австралії та Індонезії забезпечив істотне збільшення виробництва ЗПГ. Хоча Тихоокеанський басейн залишається найбільшим споживачем ЗПГ, зростання попиту на нього спостерігалось також в Європі та країнах Середнього Сходу, у цих регіонах з'явилися нові країни-імпортери зрідженого газу.

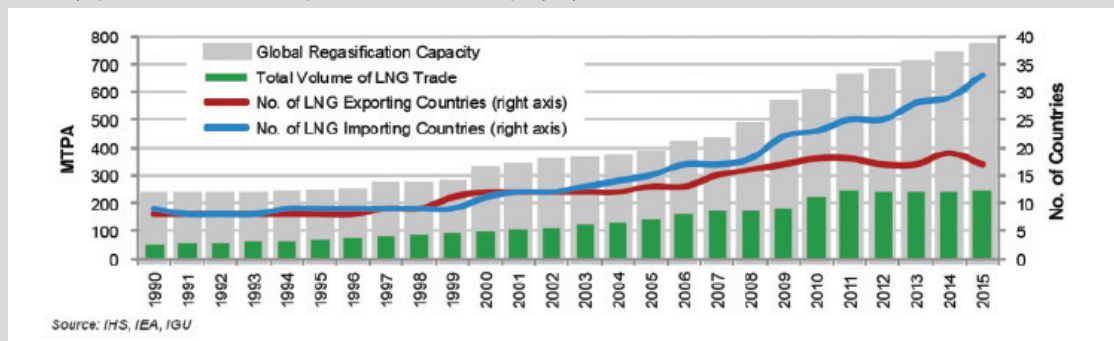
Зниження цін на сиру нафту і сповільнення темпів зростання потреб у ЗПГ у країнах Тихоокеанського регіону спричинили глобальне падіння цін на ЗПГ з середньої ціни 15,60 дол. США за 1 млн британських теплових одиниць (БТО) у 2014 р. (562 дол. США за 1000 м³ природного газу) до 9,77 дол. США за 1 млн БТО (352 дол. США за 1000 м³) у 2015 р. Найбільше впали ціни на імпорт ЗПГ у Японії (на 78 %), зменшилися вони також у країнах північно-східної Азії та Європі.

У 2015 р. після введення в промислову експлуатацію установок Queensland Curtis LNG в Австралії потужністю 8,5 млн т на рік та Donggi-Senoro LNG в Індонезії продуктивністю 2 млн т на рік потужність заводів зі зрідження газу у світі досягла 301,5 млн т на рік. В Австралії компанією Gladstone LNG в 2015 р. прийнято в експлуатацію установки зі зрідження газу, які почали комерційну експлуатацію в 2016 р. У той же час було введено дві установки ЗПГ на заводі м. Скікда в Алжирі. На початку 2016 р. у світі продовжувалося спорудження заводів зі зрідження природного газу загальною потужністю 142 млн т на рік.

На початку 2016 р. флот для перевезення ЗПГ складався з 410 танкерів загальною тоннажністю 60 млн м³.

Сьогодні приблизно четверта частина глобальних енергетичних потреб задовольняється за рахунок природного газу, 9,8 % якого постачають у вигляді ЗПГ.

Динаміку зростання світової торгівлі ЗПГ показано на рисунку.



Перспективи газоносності та особливості геологічної будови глибокозалягаючих горизонтів Шебелинського газоконденсатного родовища

© С.В. Кривуля

канд. геол. наук

А.В. Лизанець

канд. геол.-мінерал. наук

NDlgaz-glgeolog@ukr.net

УкрНДІгаз

М.І. Мачужак

канд. геол.-мінерал. наук

ПАТ «Укргазвидобування»

Наведено нові дані з геологічної будови і газоносності глибокозанурених середньокам'яновугільних та верхньосерпуховських відкладів Шебелинського газоконденсатного родовища. Розглянуто історію їх розвідки. Висвітлено основні риси глибинної геологічної будови родовища, розглянуто особливості пластів-колекторів, їхні параметри та надано пропозиції для подальшого глибокого буріння із використанням сучасних технологій інтенсифікації припливів газу. На прикладі Шебелинського газоконденсатного родовища як першочергового об'єкта пошукових робіт показано перспективи відкриття нових покладів вуглеводнів в ущільнених колекторах на великих глибинах.

Ключові слова: продуктивний горизонт, пласт-колектор, свердловина, поклад, родовище.

УДК 553.98

Приведены новые данные по геологическому строению и газоносности глубокопогруженных среднекаменноугольных и верхнесерпуховских отложений Шебелинского газоконденсатного месторождения. Рассмотрена история их разведки. Освещены основные черты глубинного геологического строения месторождения, рассмотрены особенности пластов-коллекторов, их параметры и даны предложения по дальнейшему глубокому бурению с применением современных технологий интенсификации притоков газа. На примере Шебелинского газоконденсатного месторождения как первоочередного объекта поисковых работ показаны перспективы открытия новых залежей углеводородов в уплотненных коллекторах на больших глубинах.

Ключевые слова: продуктивный горизонт, пласт-колектор, скважина, залежь, месторождение.

New data on geological structure and the natural gas content of deep-laying Middle Carboniferous and Upper Serpukhovian deposits in the Shebelynka gas condensate field is given. The history of exploration thereof is reviewed. The main features of deep geological structure of the field are covered, the features of carrier beds and their parameters are considered. Further deep drilling with the use of modern gas inflow stimulation technologies is proposed. The new hydrocarbon deposits discovery potential in compacted reservoirs at great depths are exemplified by Shebelynka gas condensate field as productive formation to be explored first.

Key words: producing horizon, reservoir, well, deposit, field.

Шебелинська структура за відкладами середнього та нижнього карбону є величезною брахіантиклінальною складкою, яка на цей час є найбільшим за розмірами газоносним структурним елементом Дніпровсько-Донецької западини. Це та наявність у розрізі усіх стратиграфічних комплексів осадових порід, наявність потужної хемогенної товщі та широкий стратиграфічний діапазон газоносності роблять структуру найбільш привабливою для глибокого буріння як раніше, так і зараз.

У листопаді 1949 р. на Шебелинській структурі було закладено св. 1 із проектною глибиною 3000 м із розкриттям на вибої девонських відкладів. Перспективними, з точки зору нафтогазоносності, на той час вважали відклади карбону і девону. 3 травня 1950 р.

у процесі розкриття цієї свердловиною нижньоангідритового горизонту нижньої пермі на глибині 1464 м було отримано відкритий газовий фонтан. Відтоді Шебелинська площа перейшла в промислово розвідку масивно-пластового покладу у відкладах нижньої пермі та верхнього карбону. Ця розвідка виявила унікальне за запасами родовище, яке розробляють вже 60 років. Однак його відкриття не зупинило геологів у вивченні глибинної геологічної будови Шебелинської структури, а саме буріння глибоких свердловин та проведення сейсморозвідувальних робіт. За цей час у три етапи пробурено 11 глибоких свердловин.

У 1959–1965 рр. було пробурено розвідувальні св. 200 та 300 з метою виявлення промислових покладів у відкладах верхнього і середнього карбону з глибина-

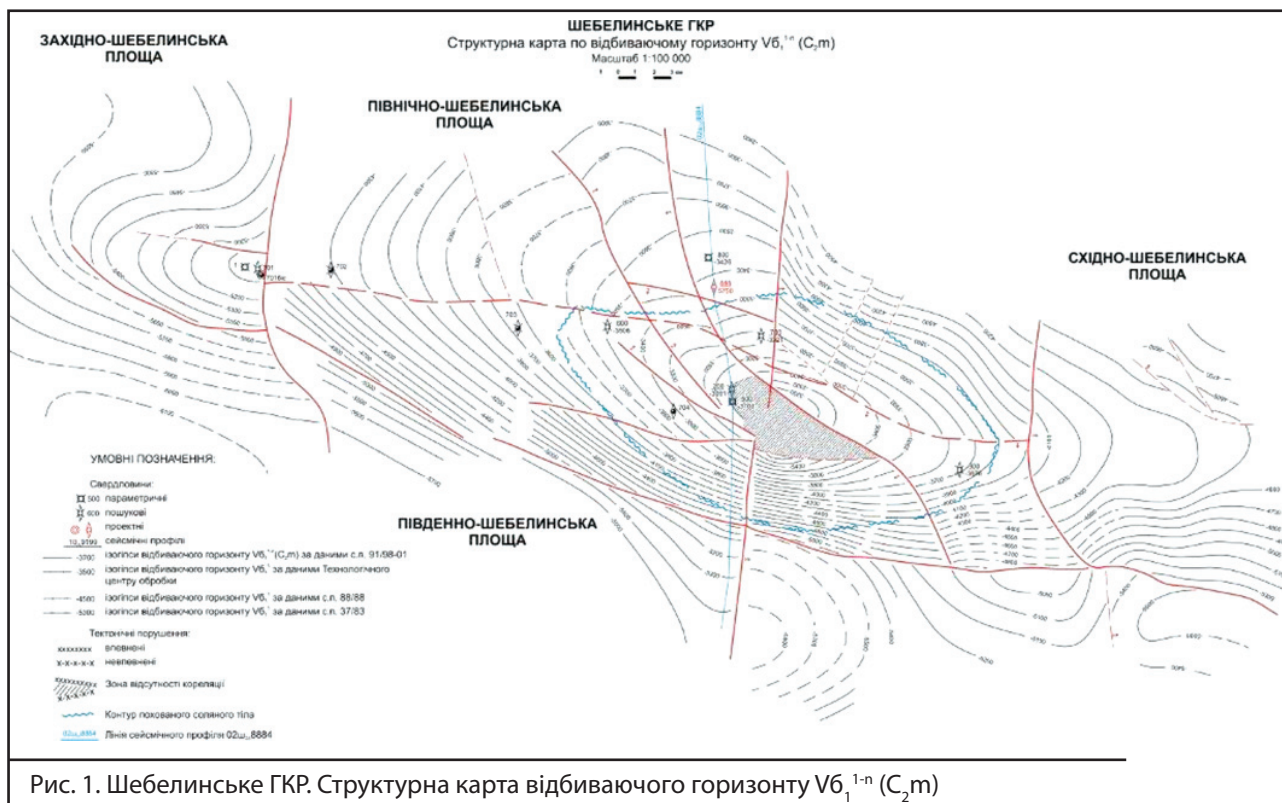


Рис. 1. Шебелинське ГКР. Структурна карта відбиваючого горизонту $V6_{1-n} (C_2m)$

ми 4500 і 4491 м відповідно (рис. 1). Св. 200, пробурена в склепінні структури на глибині 4356 м, розкривши високоамплітудне тектонічне порушення, увійшла у верхньосерпуховські відклади, а вибій св. 300 знаходиться в верхній частині башкирських відкладів. У розрізі обох свердловин за даними ГДС встановлено наявність газонасичених пластів у верхньому та середньому карбоні, з яких після випробування отримано слабкі припливи газу, плівку нафти (св. 200) та «сухо».

У 1972–1977 рр. продовжувалися роботи із вивчення перспектив газонасиченості середньо- і частково нижньокам'яновугільних відкладів. З цією метою пробурено параметричну св. 500 і пошукові св. 600 та 700.

Св. 500, пробурена в склепінні структури на відстані 400 м на південь від свердловини 200, розкрила неповний розріз башкирських та серпуховських відкладів, увійшла на глибині 5145 м у девонську сіль, яку розкрила до глибини 5394 м. Під час випробування башкирських та серпуховських відкладів із слабогазонафтонасичених за ГДС горизонтів Б-3-7, С-4-5-6, 8-9 не отримано навіть слабого припливу газу, за винятком маслянистої рідини.

Св. 600, яку пробурено в межах північно-західної перикліналі до глибини 5750 м, розкрила повний розріз башкирських і верхню частину верхньосерпуховських відкладів. Після випробування слабогазонасичених (гор. С-3-4) та невизначених за характером насичення пластів (гор. С-2, Б-5-7, Б-10) отримано непромислові припливи газу дебітом до 2–3 тис. м³/добу, а з водоносного горизонту Б-1 – слабкий приплив води.

Св. 700, пробурена в присклепінних умовах до глибини 5668 м, на вибої розкрила девонську сіль. Під час випробування башкирських та серпуховських відкладів припливів ВВ не отримано «сухо».

Аналіз буріння св. 200, 300, 500, 600 та 700 виявив, що горизонти московського ярусу за даними ГДС або ущільнені, або слабководоносні. У розрізі башкирських та серпуховських відкладів за даними ГДС виділено газо- та нафтонасичені пласти, однак під час їх випробування отримано слабкі припливи газу або «сухо». Потрібно зауважити, що в св. 200, 500 та 700, пробурених у склепінній частині структури, розкритий розріз виявився більш ущільнений, ніж у віддалених від склепіння св. 300 та 600.

У 1992 р. параметричною св. 800 розпочато третій етап буріння глибоких свердловин. Цей етап включав буріння за декількома проектами шести свердловин (св. 800, 701, 701-біс, 702-704) і був достатньо тривалим: випробування св. 701-біс та 704 закінчено в 2012 році.

Св. 800 з проектною глибиною 7 000 м (C_{1v}) закладали в окремому блоці північно-східного крила структури з метою вивчення геологічної будови і перспектив газонасиченості середньо-нижньокам'яновугільних відкладів [1]. У ній після розкриття бурінням горизонтів М-3-4, М-7, Б-10, С-3 та С-5 спостерігалися збільшення газопоказників від 4 до 87 %. Під час розкриття пластів пісковиків гор. Б-10 на глибині 4866 м та гор. С-7 на глибині 5668 м у буровому розчині з'являлася плівка нафти. Часто буріння супроводжувалося поглинанням бурового розчину. Через аварію з глибини 5545 м свердловину було забурено другим стволом. Досягнувши глибини 6106 м, свердловина розкрила 200-метрову товщу нижньосерпуховських відкладів, яка представлена аргілітами з тонкими прошарками пісковиків та алевролітів. У зв'язку з тим, що повністю були розкриті регіонально-продуктивні верхньосерпуховські відклади, буріння свердловини припинили. Потрібно зазначити, що буріння свердловини було тривалим – із 03.1992 р. до 12.1997 року, за цей час сумарний об'єм поглинань бурового розчину становив 1032 м³.

У св. 800 під час випробування гор. С-4-5 та С-7-8-9 отримано слабкі припливи газу, гор. Б-8-9-10 – слабкі припливи газу з водою, а гор. М-4, М-6 та М-7 виявилися «сухими». Усього у свердловині за період з грудня 1997 р. по вересень 2002 р. випробувано 10 об'єктів та виконано значний об'єм із інтенсифікації припливу пластового флюїду, однак це не призвело до отримання промислових припливів і не дало здійснити коректне вимірювання пластового тиску.

Із метою визначення перспектив газонасності глибокозалягаючих горизонтів середнього карбону в межах північно-західної витягнутої перикліналі в 1994–2004 рр. було пробурено пошукові св. 701, 701-бісі 702 [2].

Св. 701 завглибшки 5435 м бурили в 1994–1997 рр. У її розрізі, згідно з висновками ГДС, у товщі московського ярусу виділено 2 газонасних пласти в інт. 5247,2–5262 і 5272–5284 м (М-5-6), під час випробування яких через фільтр отримано промисловий приплив газу дебітом 96 тис. м³/добу на 11 мм штуцері. Протягом 10 год свердловина працювала чистим газом через трубний викид на факел, який змінився глинистим розчином, а потім газом із пластовою водою ($\gamma_g = 1,13$ г/см³) і породою. Після випробування другого об'єкта – горизонту К-6 із пористістю 6–11% отримано непромисловий приплив газу дебітом 0,62 тис. м³/добу.

У 1998–2001 роках було пробурено св. 702 завглибшки 5770 м, що розташована на віддалі 2,2 км на схід від св. 701. Розкритий нею розріз впевнено корелюється із розрізом св. 701, причому однойменні геологічні комплекси розкриті на 140 м гіпсометрично вище. Горизонт М-5 у свердловині виявився ущільненим за ГДС, а після випробування газонасненого гор. М-6 отримано слабе виділення газу. Під час випробування башкирських відкладів (Б-4÷Б-1) через фільтр отримано непромисловий приплив газу дебітом 748 м³/добу. За результатами випробування горизонти М-7, М-2 та М-1 визначають як слабководоносні, а горизонт М-3 – ущільнений.

У 2004 році поруч зі св. 701 було пробурено св. 701-біс завглибшки 5510 м. За даними ГДС, у розрізі горизонтів М-6-5 виділяються пласти газонасичених пісковиків із пористістю 7,5–12 %, однак під час їх випробування отримано тільки слабкі припливи газу. Горизонти М-4-3 виявилися «сухими», а гор. К-6 – слабкогазонасним.

У межах західної та південно-західної частин Шебелинської структури у 2003 році було пробурено св. 703 та 704 завглибшки відповідно 5500 і 5800 м із метою виявлення у глибокозалягаючих висококатагенезованих відкладах середнього і нижнього карбону нафтогазових вторинних резервуарів із дилатансогенними колекторами та оцінки перспектив їх нафтогазонасності [3].

У св. 703 використання бурового розчину із завищеною питомою вагою (до 1,9 г/см³) призвело до кольматації інтервалів природної тріщинуватості порід і розривів 245 мм технічної колони. За даними ГДС, у розрізі горизонтів М-7-6 виділяються пласти газонасичених пісковиків із пористістю 5–9 %, однак після їх випробування фільтром в інтервалі 5500–4824 м отримано слабкі припливи пластової води з газом. З горизонту М-5 також отримали слабкий приплив пластової

води, а горизонти М-4-3-2 під час випробування виявилися «сухими».

У св. 704 буріння здійснювали без особливих ускладнень, але під час спускання і цементування експлуатаційної колони сталася аварія, що уповільнило процес випробування до 2012 року. Після випробування горизонту С-3 фільтром (інт. 5800–5500 м) із газонасичених, за даними ГДС, пластів пісковиків пористістю 7–7,5 % отримано слабкий приплив газу. Газонасичені за ГДС пласти горизонтів Б-7-6 виявилися після перфорації «сухими», горизонт М-6 – слабкогазонасним (дебіт газу на 2 мм штуцері становив 7,2 тис. м³/добу).

Паралельно з пошуково-розвідувальним бурінням на Шебелинській структурі колишній трест «Укргеофізрозвідка» виконував широкий комплекс геофізичних робіт, найбільший об'єм із яких припадає на сейморозвідку. Зупинимося на основних етапах її проведення.

Сейсмічними дослідженнями 1948 року було встановлено загальну схему глибинної будови Шебелинського родовища, трасування тектонічних порушень та визначено розміри структури. Деталізаційні сейсмічні роботи на площі, завдяки яким було деталізовано будову структури по відбиваючих горизонтах мезозою і палеозою, було проведено в 1951–1952 рр. (А.Я. Дьякова та ін.).

У результаті переінтерпретації хвильової характеристики розрізу родовища за фрагментами двох регіональних сейсмопрофілів ГСЗ-КМПХ (Каховка–Волохівка, Юр'івка–Малинівка) у склепінні Шебелинської складки передбачалося існування девонського соляного ядра розміром 4×6 км, наявність якого підтвердилася результатами глибокого буріння (св. 500 та 700).

У 1981–1984 рр. на родовищі партіями СУГРЕ було проведено сейморозвідувальні роботи, після чого виділено Західно-Шебелинську структуру, яка є віддаленим периклінальним замиканням Шебелинської складки і відокремлена від останньої поперечним скидом невеликої амплітуди.

У 1984–1988 роках Придніпровською ГРЕ (с.п. 80/84–88) було відпрацьовано шість сейморозвідувальних профілів МСГТ у присклепінній (район св. 200, 500) і північно-західній частинах Шебелинського підняття. Саме в цей час були простріяні профілі 1Ш₂₄8884 та 2Ш₂₄8884. Результати останнього у подальшому лягли в основу під час обґрунтування місцеположення св. 800.

У 1988–1989 рр. сейморозвідувальні роботи проводили в межах північного крила структури з метою отримання додаткових даних для визначення місцеположення параметричної св. 800. У цей період за рідкою сіткою спостережень (профілі 3-6Ш₂₄8888) деталізовано основні риси глибинної будови північної і (частково) склепінної частин Шебелинського підняття.

Наступний етап сейсмічних робіт тривав у 1990–1992 рр., коли проводилося планомірне вивчення всієї території Шебелинського родовища. У цей період Придніпровською ГРЕ виконано найбільший об'єм досліджень. На основі нових даних, отриманих у результаті цих досліджень, і переінтерпретації попередніх матеріалів побудовано сейсмологічні розрізи по 12

профілях та схематичні структурні карти по відбиваючих горизонтах $Vb_1^1(C_2m)$, $Vb_1^2(C_1s_2)$, $Vb_{3-4}(C_1v-t)$ [4].

Самостійним етапом досліджень у середині 90-х років треба вважати сейсмічний каротаж по св. 800, який проводили на глибинах 3700 та 5400 м, він допоміг уточнити профіль 2Ш₂₄8884, який є актуальним і на теперешній час.

У 1998–2002 рр. силами Придніпровської ГРЕ здійснювалися сейсморозвідувальні роботи методом спільної глибинної точки (МСГТ) на Східно-Шебелинській площі, а силами ТЦ ДГП «Укргеофізика» – на Західно-Шебелинській площі.

В 2003 році проведено сейсмічні дослідження ТЦ ДГП «Укргеофізика» та інтерпретацію нових та раніш побудованих сейсмічних розрізів із використанням методики ПАК (псевдоакустичного каротажу). На картах $V_{\text{ПАК}}$ виділено та оковтурено зони розуцільнення на різних стратиграфічних рівнях та глибинах.

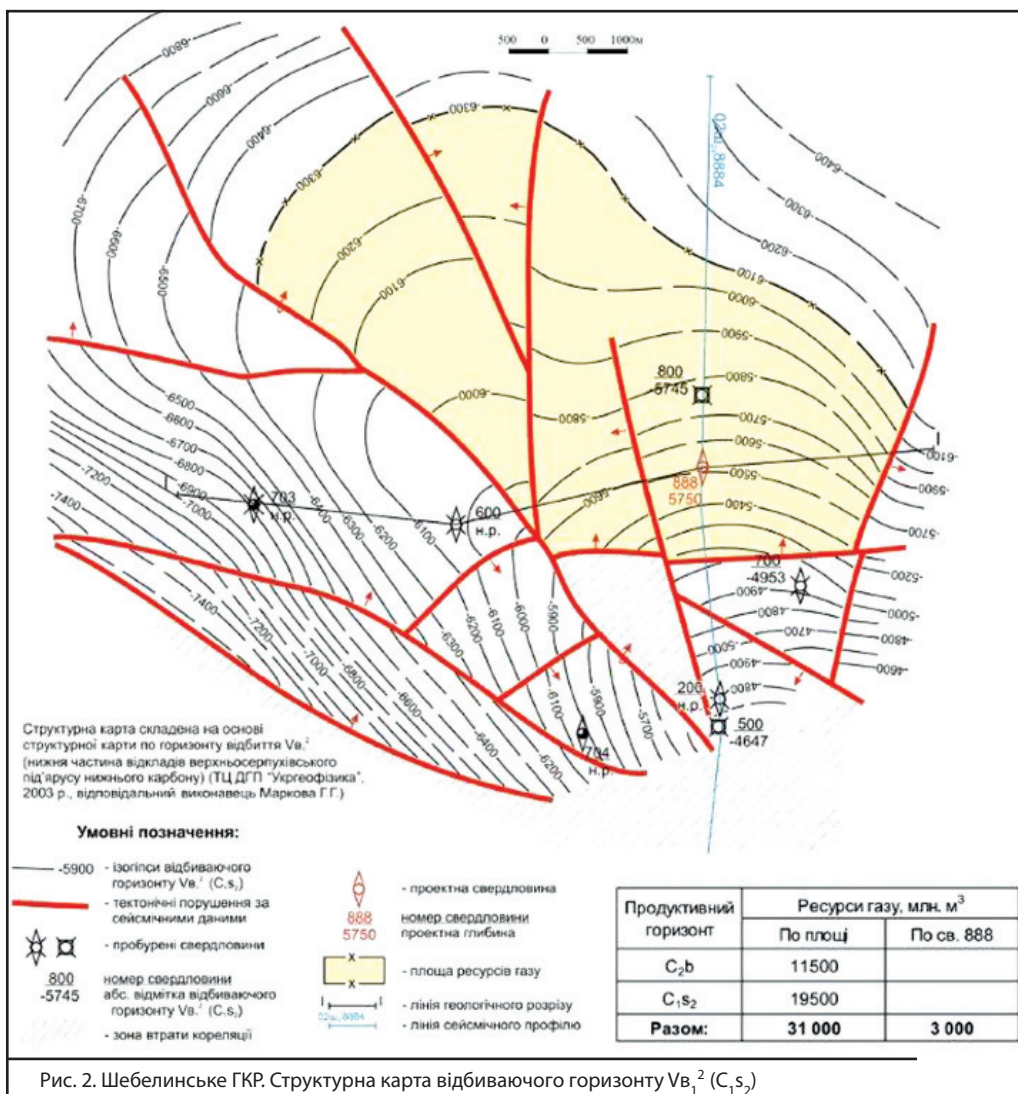
Шебелинське підняття на рівні нижньосередньокам'яновугільного комплексу має вигляд значної за площею високоамплітудної брахіантикліналі розміром 35 км×11,5 км, що ускладнена криптодіпіром девонської солі. Об'єктом вивчення на ній були склепінні, крилові та периклінальні блоки, одним із яких є Північно-Шебелинський, на якому пробурено параметричну св. 800.

Таким чином, за тривалий час вивчення глибоких горизонтів на родовищі проведено значний обсяг сейсмічних досліджень та пробурено 11 свердловин завглибшки 4491–6106 м. Буріння майже кожної з них супроводжувалося поглинаннями і численними газо- та нафтопроявленнями, які є прямими ознаками продуктивності розрізу, однак після випробування в експлуатаційній колоні промислових припливів не отримано. Така невідповідність даних буріння свердловин і позитивних даних ГДС результатам їх випробування потребує продовження пошуково-розвідувальних робіт на площі. Тому було запропоновано буріння пошукової св. 888 завглибшки

5750 м на середньо-нижньокам'яновугільні відклади.

Північна частина Шебелинської структури є найбільш припіднятою відносно інших частин площі, що дає змогу вивчати середньокам'яновугільні та верхньосерпуховські відклади на глибинах, що досяжні сучасним бурінням і потребують менших економічних витрат. Це враховували, коли закладали нову св. 888 саме в блоці св. 800. Окрім вигідного структурного фактора, св. 800 має, на нашу думку, й інші переваги серед пробурених свердловин.

Дані зіставлення колекторських властивостей порід, відібраних у глибоких свердловинах родовища, свідчать про те, що пористість пісковиків нижнього карбону у св. 800 вища, ніж в інших свердловинах, але її значення не дає змоги віднести ці породи до порових колекторів. Проведені дослідження складу та структурних особливостей алевро-псамітових, карбонатних та глинистих порід, а також ступені їх катагенетичних перетворень свідчать про те, що катагенетичне перетворення порід, розкритих св. 800, дещо «слабше», ніж порід такого ж стратиграфічного рівня, що розкриті св. 600, а тим більше св. 200, 500 та 704. Це пояснюється їх більшою віддаленістю від соляного діпіру і підтверджується характером зростання пластової температури з глибиною, яке зафіксовано в св. 200, 300, 500–800 [5]. Однак ступінь катагенетичних



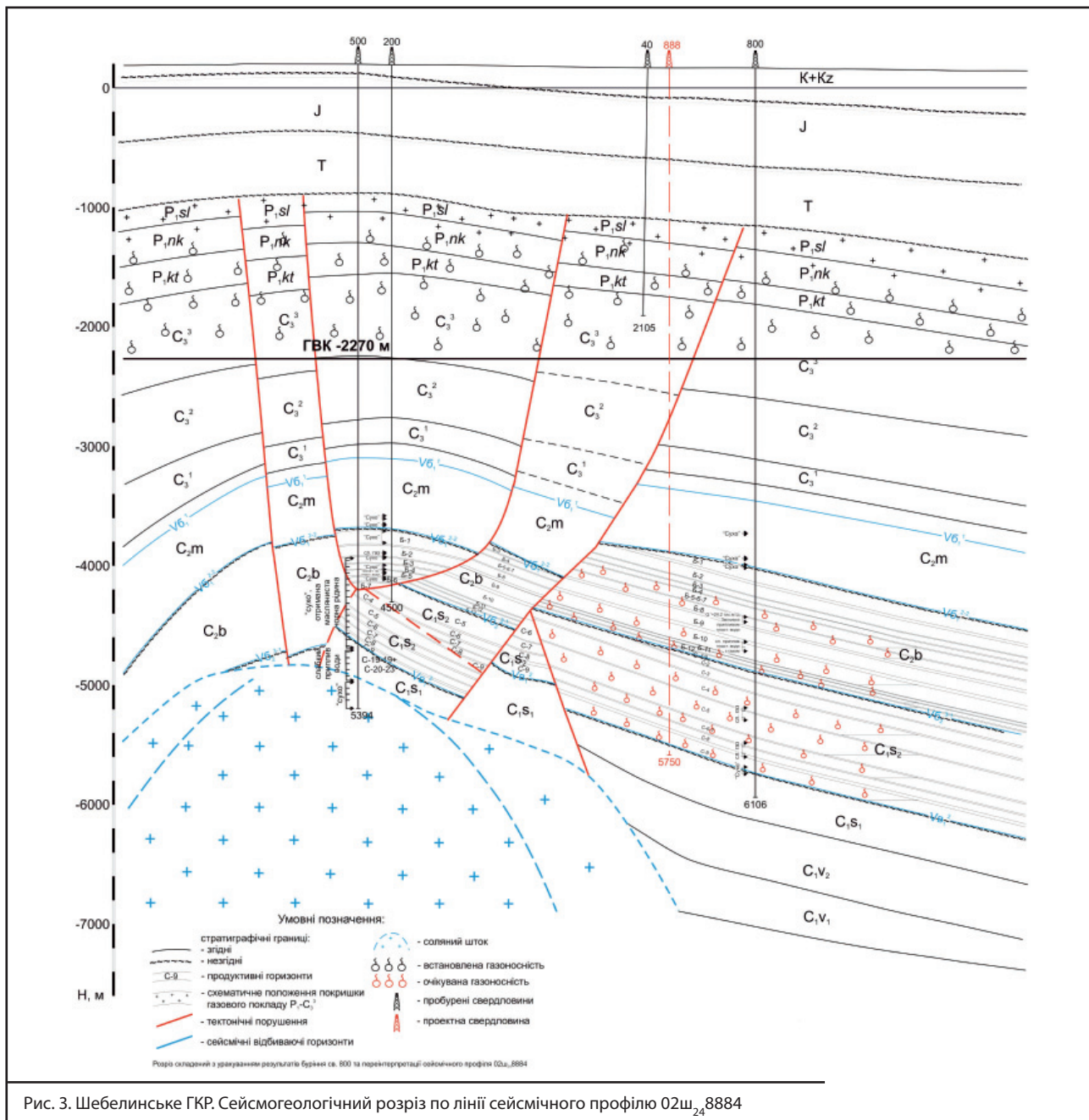


Рис. 3. Шебелинське ГКР. Сейсмогеологічний розріз по лінії сейсмічного профілю 02ш₂₄8884

перетворень відкладів, що розкриті св. 800, все ж таки достатньо значний. Так, відклади горизонту C-5-8 вже видозмінені до стадії катагенезу МК₅.

Породи, представлені в керні св. 800, мають велику кількість відкритих, як правило, субвертикальних тріщин. Саме після розкриття бурінням таких тріщинуватих порід спостерігалися значні поглинання бурового розчину. Характер проявлення тріщинуватості, численні поглинання бурового розчину в зонах тріщинуватості та наявність мікроштриховок і фігур вдавлення на поверхнях мікротріщин із реліктами жильної кальцитової мінералізації по них, а також наявність фігур регенерації і травлення кварцових зерен по тріщинах, які виявлені під час електронно-мікроскопічного вивчення порід, свідчать про природне походження відкритих тріщин.

Проаналізувавши результати буріння та випробування найбільш перспективних відкладів башкирського та серпуховського ярусів, можемо стверджу

вати, що св. 800 розкрила перспективні газонасні горизонти, складені пісковиками та вапняками, які є колекторами порово-тріщинного типу. Однак їх проходка бурінням, а для горизонтів C-9-8-7 і перфорація на значно збільшеній питомій вазі бурового розчину призвели до їх глибокої кольматації.

Зрозуміло, що під час буріння та випробування проектної св. 888 необхідно максимально використати всю інформацію зі св. 800, оскільки св. 888 є майже дублером св. 800. Вона пропонується на 870 м на південь від св. 800 і має перед нею деяку перевагу: розкриває розріз на 240 м вище (рис. 2 та 3).

Проектна глибина св. 888 становить 5750 м, що дає змогу розкрити на вибої гор. C-9, який, за нашими уявленнями, є найбільш перспективним [6]. Після його розкриття бурінням у св. 800 відбулося поглинання бурового розчину та значне збільшення швидкості проходки – до 2 м/год. За даними вивчення шламу в інтервалі 5870–5912 м, свердловиною розкрито со-

рокаметрову пачку вапнякових порід. Однак випробування гор. С-9 на буровому розчині питомою вагою 1,50 г/см³, обробленому хімічними реагентами фірми «Кем-трон», призвело до глибокої кольматції породи, яку не ліквідували методами інтенсифікації (кислотні обробки, гідророзриви), і припливу ВВ не було отримано. Потрібно зауважити, що під час кислотної обробки в свердловину в два етапи під тиском 320 і 340 атм нагнітали 60 м³ оцтової кислоти, 85 м³ аміачної селітри та 40 м³ води. У процесі нагнітання приймальність пласта збільшилася з 0,19 м³/хв до 0,33 м³/хв. Розрахований пластиний тиск становив 660 атм. При такому тиску максимально допустима питома вага бурового розчину не повинна була перевищувати значення 1,19 г/см³, на відміну від реальної – 1,50 г/см³, на якій бурили та випробували горизонт.

Окрім гор. С-9, найбільш перспективними вважають регіонально газonosні горизонти верхнього серпухова: гор. С-4-7 з підвищеними газопоказниками (до 40 % у ході буріння), слабкими припливами газу до 0,8 тис. м³/добу, повсюдно розвинутою тріщинуватістю, а головне – із відсутністю води, яка характерна для відкладів московського і башкирського ярусів. Однак важливими чинниками отримання позитивного результату під час буріння св. 888 є провідка без поглинань, без зайвого підвищення щільності бурово-

го розчину, швидка проходка пластів-колекторів, обмежений відбір керна (його, окрім гор. С-9, достатньо відібрано в св. 800).

Безумовно, важливою складовою отримання промислових припливів із висококатагенезованих порово-тріщинних колекторів є залучення сучасних методів інтенсифікації припливу вуглеводнів, які планується застосувати в свердловині. Саме можливість використання таких методів, яка з'явилася останнім часом в компанії «Укргазвидобування», дає змогу повернутися до програми вивчення промислової газоносності глибоких горизонтів Шебелинського ГКР у 2016 році.

Висновок

Оцінені ресурси башкирських та верхньосерпуховських відкладів у блоці св. 888 становлять 31 млрд м³ газу. В разі успіху й отримання припливів газу подальша розвідка північного крила Шебелинської структури продовжиться, а розкриття із застосуванням гідророзриву значної газоносної товщі у св. 888 дасть можливість істотно збільшити промисловий приплив газу, який за оптимістичними розрахунками може сягати 200–300 тис. м³/добу. Це забезпечить початок нового напрямку робіт та зростання щорічного видобутку газу по Шебелинському родовищу щонайменше на 70–100 млн м³.

Список використаних джерел

1. **Проект** параметричного буріння свердловини 800 на Шебелинському ГКР: звіт / УкрНДІгаз; виконавці: А.А. Лагутін, С.Д. Харченко, А.В. Барташук [та ін.]. – Х., 1990. – 98 с.
2. **Проект** пошуково-розведочного буріння на Західно-Шебелинській площі: отчет 401.243/90-91/ УкрНДІгаз; исполнители: Истомин А.Н., Коровушкин В.Д. [и др.]. – Х., 1991. – 118 с.
3. **Истомин А.Н.** Перспективы промышленной газоносности Южно-Шебелинской зоны дилатансогенеза / А.Н. Истомин, Т.С. Цупило, А.Л. Костив, А.П. Пивоваров, Н.И. Евдошук // Нафта і газ України: мат. 5-ої Міжнар. конф. «Нафта–Газ України–98». – Полтава: УНГА, 1998. – Т. 1. – С. 170–172.
4. **Информационный** отчет о договорных сейсмо-разведочных исследованиях МОГТ на Шебелинском ГКМ: Приднепровская ГРЭ; исполнители: Гладченко Ю.А. [и др.]. – Новомосковск, 1992. – 67 с.
5. **Наукова** обробка геолого-геофізичних матеріалів та результатів випробування параметричної св. 800-Шебелинська: звіт про НДР/ УкрНДІгаз; виконавці: Лагутін А.А., Горяйнова О.Б. [та ін.]. – Х., 1998. – 204 с.
6. **Проект** пошуково-розвідувальних робіт на середньонижньокам'яновугільні відклади Шебелинського ГКР: звіт (доповнений) / УкрНДІгаз; виконавці: Лизанець А.В., Лагутін А.А., Горяйнова О.Б. – Х., 2009. – 146 с.

Половину експорту ЗПГ зі США може бути спрямовано до Європи

За дослідженнями WoodMackenzie, Європа є найпривабливішим регіоном для експорту зрідженого природного газу (ЗПГ) зі США, особливо після падіння цін на газ в Азії – регіоні з найбільшими обсягами споживання цього виду палива в світі. Прогнозується, що до 2020 р. США експортуватимуть до Європи 55 % від сумарного виробництва ЗПГ, або 32 млн т на рік. Це обумовлено тим, що Європа територіально знаходиться ближче, має вільні потужності для приймання танкерів, розвинений ринок ЗПГ, а також тим, що ціни наблизилися до цін в Азії.

Очікується, що перший танкер ЗПГ із заводу в Луїзіані буде відправлено до Європи уже в першій половині поточного року, що ознаменує собою початок реалізації ряду експортних проектів, обумовлених бумом видобування сланцевого газу в США. Для Європи імпорту ЗПГ зі США стане ще одним джерелом диверсифікації постачання газу, оскільки цей регіон, де власний видобуток знижується, є дуже залежним від Росії.

За матеріалами Pipeline&GasJournal.March 2016, p.8

Вплив інтенсивності поперечних коливань на динамічний стан бурильної колони

© П.І. Огородніков

д-р техн.наук
ogorodnikov@mail.ru
МНТУ

В.М. Світлицький

д-р техн.наук
svetlitsky@i.ua
ТОВ «Нафтогазовий
центр»

О.О. Іванків

канд. техн.наук
43yalo@gmail.com
ТОВ «Актуальні нафто-
газові технології»,
м. Полтава

А.Я. Польовий

polevoy_a_@ukr.net
ПрАТ «Нафтогазвидо-
бування» «ДТЕК»,
м. Полтава

Розглянуто області роботи низу бурильної колони у нестійкому режимі залежно від частоти збурення і довжини стиснутої частини, а також від величини осьового навантаження і амплітуди переміщення торця колони. Показано, що встановлення віброзахисних пристроїв над долотом призводить до зменшення переміщення торця колони у досліджуваному частотному діапазоні.

Ключові слова: інтенсивність, поперечні коливання, динамічний стан, бурильна колона.

Рассмотрены области работы низа бурильной колонны в неустойчивом режиме в зависимости от частоты возмущения и длины сжатой части, а также от величины осевой нагрузки и амплитуды перемещения торца колонны. Показано, что установление виброзащитных устройств над долотом приводит к уменьшению перемещения торца колонны в исследуемом частотном диапазоне.

Ключевые слова: интенсивность, поперечные колебания, динамическое состояние, бурильная колонна.

The bottom area of the drill string operation in an unstable mode, depending on the frequency of disturbances and the length of compressed part, the magnitude of the axial load and displacement amplitude of the string edge was considered. It is shown that installation of vibro-protection devices above the drilling bit leads to reduction of the string edge displacement within the test frequency range.

Key words: intensity, transverse vibrations, dynamic state, the drill string.

УДК 622.24.053

Під час взаємодії шарошкового долота з вибоєм, особливо за умов буріння у твердих породах, на колону бурильних труб, окрім статичних сил, впливають і змінні сили, які досягають значних величин. Такі змінні сили збурюють поздовжні, крутні й поперечні коливання бурильної колони, на які витрачається істотна частина енергії вибійного двигуна (у т.ч. роторний спосіб буріння). Поперечні коливання викликають поздовжні сили з втратою стійкості елементів бурильної колони, вони безпосередньо пов'язані з поздовжніми коливаннями.

Вібрації під час роботи вибійного інструмента не тільки викликають динамічні напруження в елементах бурильної колони, але й змінюють характер взаємодії долота з вибоєм, що призводить до зміни показників буріння.

Передусім це стосується застосування алмазних доліт і роботи шарошкових доліт під час буріння в твердих і міцних породах, особливо на значній глибині свердловини, коли велике значення мають механічна швидкість і проходка на долото, що визначається стійкістю інструмента тощо.

Поперечні коливання бурильного інструмента небезпечні у разі автоколивного режиму системи, коли їх амплітуда лавиноподібно наростає в одному напрямку. Так, бурильні труби на стисненій її частині можуть бути зігнуті в одному напрямку і втиснені у стінки свердловини (якщо вони складаються з м'яких порід,

мають каверни і жолоби) до тих пір, поки під дією змінних напруг не станеться поломки елемента колони.

Злами, як показують спостереження, можуть набувати різних форм:

виламування ніпеля; зріз бурильної колони на різьбі, якщо замок або муфта знаходяться у вузлі двох зустрічних напівхвиль; заклинювання колони у свердловині за рахунок поперечної деформації труб і виникнення жолобів на стінках свердловини під час взаємодії вершини півхвилі стиснутої ділянки.

Для гасіння або зменшення небезпечного розвитку поперечних коливань бурильних труб досі застосовують різного роду стабілізатори, центратори (зокрема з демпфуючих матеріалів), змазування зовнішньої поверхні бурильних труб, збільшення жорсткості елементів бурильної колони тощо.

Як зазначено вище, інтенсивність повздовжніх коливань пов'язана з інтенсивністю поперечних коливань. Вивченню цього явища присвячено ряд робіт [1–3]. Окрім того, у подальшому буде встановлено зони частотної нестійкості низу бурильної колони – ті зони, де перехід поздовжніх коливань у поперечні є найбільш ймовірним.

Враховуючи все вищевикладене, зазначимо, що розвиток поперечних коливань можна зупинити за допомогою установки віброзахисних пристроїв (ВЗП) для поздовжніх коливань. Ми проводили раніше такі роботи, що підтвердили теоретичні висновки, які будуть приведені нижче.

Розглянемо поперечні коливання низу бурильної колони за умови втрати стійкості важкого низу. Поперечні коливання викликаються поздовжніми силами зігнутого із втратою стійкості елемента бурильної колони. Вони безпосередньо пов'язані з поздовжніми коливаннями і призводять у багатьох випадках до втомного руйнування різьбових з'єднань, а також впливають на роботу долота. У зв'язку з цим виникає питання: на яких збудовальних частотах найбільш імовірна поява нестійких зон поздовжніх коливань та їх перехід у поперечні коливання? Знаючи можливу смугу нестійкості коливань у цьому діапазоні частот, ми можемо прийняти рішення щодо зниження інтенсивності збудовальних сил.

Визначимо теоретично області роботи низу бурильної колони у нестійкому режимі залежно від частоти збурення і довжини стиснутої частини – від величини осьового навантаження й амплітуди переміщення торця колони. Під час розгляду поставленого завдання приймаємо схему бурильної колони з розташуванням ВЗП малої жорсткості у нейтральному перерізі.

Стиснута частина колони моделюється однорідним стрижнем із розподіленими параметрами, що під дією статичних і динамічних навантажень втрачає стійкість [3, 4]. Області динамічної нестійкості визначали з урахуванням подовжніх коливань та з застосуванням варіаційного методу Гальоркіна.

Уведемо такі позначення: $L_{\text{обт}}$ – довжина стиснутої частини бурильної колони; ρ – густина матеріалу труб; F – площа поперечного перерізу обважнених бурильних труб ОБТ; EJ – жорсткість колони під час згинання; a – амплітуда переміщення торця колони; $U(x, t)$ – подовжене переміщення перерізу колони внаслідок деформації стиску; $V(x, t)$ – прогин колони; θ – частота збудовальної сили; $P(t)$ – поздовжня сила, прикладена до торця колони.

Поздовжня сила $N(x, t)$ у довільному перерізі дорівнює

$$N(x, t) = P(t) - \rho F g x + \int_0^x \rho E \frac{\partial^2 u}{\partial t^2} d\xi. \quad (1)$$

Диференціюючи по x і враховуючи, що $\frac{\partial u}{\partial x} = \frac{N}{EF}$, отримаємо рівняння поздовжніх коливань стиснутої частини колони

$$\frac{\partial^2 u}{\partial t^2} = \frac{\rho}{E} \frac{\partial^2 u}{\partial t^2} - \frac{\rho g}{E}. \quad (2)$$

Друге рівняння, яке зв'язує $U(x, t)$ і $V(x, t)$, складемо, розглядаючи деформацію згину [5]

$$EJ \frac{\partial^4 V}{\partial x^4} + \frac{\partial}{\partial x} EF \left(\frac{\partial u}{\partial x} \frac{\partial V}{\partial x} \right) + \rho F \frac{\partial^2 V}{\partial t^2} = 0. \quad (3)$$

Прийmemo, що торець колони зміщується за законом $a \cos \theta t$, а верхній кінець стиснутої частини колони – за законом $a \cos \theta \left(t - l \sqrt{\frac{\rho}{E}} \right)$.

Граничні умови в цьому випадку з урахуванням стиску для поздовжніх коливань запишемо у вигляді

$$U(0, t) = a \cos \theta t; \quad U(l, t) = \frac{\rho g l^2}{2E} + a \cos \theta \left(t - l \sqrt{\frac{\rho}{E}} \right). \quad (4)$$

Для поперечних коливань умови мають вигляд

$$V(0, t) = 0; \quad V(l, t) = 0; \quad \frac{\partial V(l, t)}{\partial x} = 0; \quad \frac{\partial^2 V(0, t)}{\partial x^2} = 0. \quad (5)$$

Рівняння (2) у граничних умовах (4) має розв'язок:

$$U(x, t) = \frac{a}{\sin \theta l \sqrt{\frac{\rho}{E}}} \left\{ \sin \left[\theta \left(l - x \right) \sqrt{\frac{\rho}{E}} \right] \cos \theta t + \sin \theta x \sqrt{\frac{\rho}{E}} \cos \theta \left(t - l \sqrt{\frac{\rho}{E}} \right) \right\} + \frac{\rho g l x}{E} - \frac{\rho g x^2}{2E}. \quad (6)$$

Знайдений вираз (6) для $U(x, t)$ підставимо в (3). Оскільки рівняння (3) не інтегрується у кінцевому вигляді, шукаємо розв'язання $V(x, t)$ у вигляді

$$V(x, t) = \sum_{k=1}^n f_k(t) \varphi_k(x), \quad (7)$$

де $f_k(t)$ – функція часу, яка підлягає визначенню; за $\varphi_k(x)$ прийняті форми власних коливань незавантаженої колони, яка задовольняє умову (5):

$$\varphi_k(x) = \sin \frac{n_k x}{l} - \frac{\sin n_k}{\sin h n_k} \sinh \frac{n_k x}{l}, \quad (8)$$

де n_k – корені рівняння

$$\tan n_k = \tanh n_k. \quad (9)$$

Підставляючи (5) у (3) і залишаючи у виразі (6) тільки один доданок, поставимо вимогу ортогональності результату підстановки функції $\varphi_k(x)$ відповідно до методу Гальоркіна. Виконуючи інтегрування і нехтуючи членами більш високого порядку порівняно з $\frac{1}{\theta l} \sqrt{\frac{E}{\rho}}$, отримаємо рівняння Хіл्ला:

$$f_k'' + f_k' \Omega_k^2 [1 - 2\mu_k \Phi(t)] = 0, \quad (10)$$

де

$$\Omega_k^2 = \frac{EJ n_k^4}{\rho F l^4} \left[1 - \frac{(n_k^2 + n_k - 1) \rho F g l^3}{2EJ n_k^4} \right]; \quad \mu_k = \frac{a E F \frac{n_k^2}{l^2}}{EJ n_k^4 \frac{(n_k^2 + n_k - 1) \rho F g}{l^3}}; \quad (11)$$

$$\Phi(t) = \frac{1}{2} \left[1 - \cos \theta l \sqrt{\frac{\rho}{E}} \right] \cos \theta t - \frac{1}{2} \sin \theta l \sqrt{\frac{\rho}{E}} \sin \theta t.$$

Використавши методику [6] і підставляючи у (10), прийдемо до послідовно тригонометричних рядів:

$$f(t) = \sum_{k,1,3,5}^{\infty} \left(a_k \sin \frac{k \theta t}{2} + b_k \cos \frac{k \theta t}{2} \right),$$

$$f(t) = \sum_{k,2,4,6}^{\infty} \left(a_k \sin \frac{k \theta t}{2} + b_k \cos \frac{k \theta t}{2} \right).$$

Прирівнюючи коефіцієнти із $\sin \frac{k \theta t}{2}$ і $\cos \frac{k \theta t}{2}$, отримаємо систему однорідних рівнянь відносно a_k і b_k , розв'язки яких відрізняються від нуля, складені вони з коефіцієнтів цих систем. У результаті отримаємо рівняння критичних частот для головної області нестійкості у вигляді:

$$\frac{\theta^2}{4\Omega^2} - 1 = \pm \mu \sin \frac{\theta l}{2} \sqrt{\frac{\rho}{E}}. \quad (12)$$

Для другої області нестійкості

$$1 - \frac{\theta^2}{\Omega^2} = 0; \quad \frac{\theta^2}{\Omega^2} = 1 - 2\mu^2 \left(\frac{1 - \cos \theta l \sqrt{\frac{\rho}{E}}}{2} \right)^2. \quad (13)$$

Для аналізу отриманого розв'язку побудуємо області динамічної нестійкості стиснутої частини бурильної колони завдовжки 50, 100 і 200 м. При цьому приймемо $E=2 \cdot 10^{11}$ н/м²; $r=7,7 \cdot 10^3$ кг/м³.

Зовнішній і внутрішній діаметри ОБТ відповідно такі: $D=20,4 \cdot 10^{-2}$ м; $d=7 \cdot 10^{-2}$ м. У рівнянні (11) відповідно підставляємо корені рівняння (10), знаходимо Ω_k і μ_k , а з (12) – критичні частоти за фіксованої амплітуди a . Для прикладу зміни a від нуля до 10 мм побудуємо області динамічної нестійкості (заштриховані зони) у напівлогарифмічних координатах для довжини ОБТ 50 і 100 м (рис. 1). Друга область нестійкості значно вужча від головної, тому на рис. 1 її не показано.

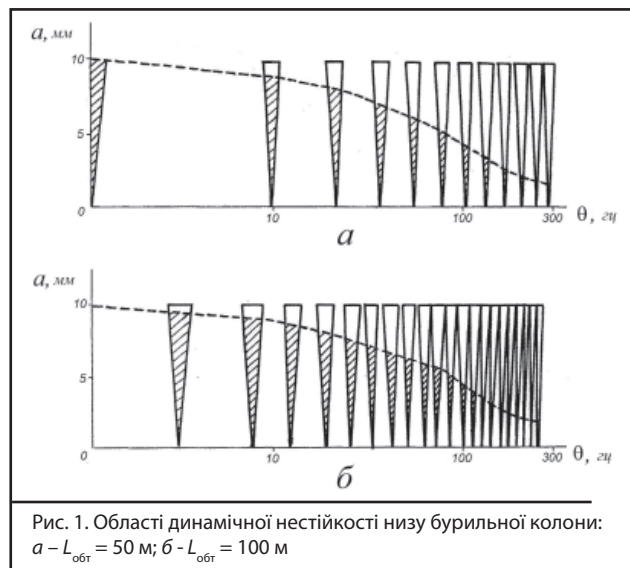


Рис. 1. Области динамічної нестійкості низу бурильної колони: а – $L_{обт} = 50$ м; б – $L_{обт} = 100$ м

Для того, щоб установити залежність між амплітудою поздовжніх коливань і частотою примусової сили, було проведено ряд експериментів із записуванням вібрацій верху колони під час буріння електробуром із продуванням вибою повітрям, що дало можливість отримати експериментальну залежність V від частоти θ , яку показано на рис. 2. Як наслідок, реальна амплітуда



Рис. 2. Залежність між амплітудою віброшвидкості і частотою

Список використаних джерел

1. **Балицкий В.П.** Исследование продольных колебаний бурильной колонны и осевых динамических сил при турбинном бурении вертикальных скважин и анализ использования продольных колебаний как источник информации о частоте вращения вала турбобура: Дис. канд. техн. наук / В.П.Балицкий. – М., 1970. – 295 с.
2. **Вудс Г.** Искривление скважин при бурении / Г. Вудс, А. Лубинский. – М.: Гостопиздат, 1960. – 162 с.

да коливань зменшується зі збільшенням частоти. Цей характер залежності a від θ показаний на рис. 1 пунктирною лінією. Прийнято, що реальна колона працює в області, яка лежить нижче від пунктирної лінії.

На рис. 3 побудовано криві (1–3), які ілюструють залежність імовірності роботи низу бурильної колони у



Рис. 3. Залежність імовірності роботи низу бурильної колони у нестійкому режимі від частоти відповідно до довжини ОБТ: 1 – 50 м; 2 – 100 м; 3 – 200 м

нестійкому режимі B_n від частоти θ відповідно для довжин ОБТ 50, 100 і 200 м.

Цікаву для нас ймовірність у інтервалі частот визначаємо як відношення площ нестійкості до всієї площі, яка розташована нижче від пунктирної лінії (див. рис. 2). З рис. 3 видно, що найбільше значення B_n лежить в області частот від 20 до 45 Гц і з довжиною ОБТ 200 м досягає 0,5. Зі збільшенням довжини стиснутої частини максимальне значення B_n зміщується у бік менших частот, і чим менше a , тим вужча область динамічної нестійкості. Установлення ВЗП над долотом приводить до зменшення переміщення торця колони у цьому частотному діапазоні. І як наслідок, застосування ВЗП доцільно для зменшення області нестійкості, що призводить до зниження B_n .

Висновки

Подовжні і поперечні коливання супроводжуються зміною форми пружної осі конструкції низу бурильної колони (КНБК). При цьому виникають розпірні зусилля, які залежать від довжини і жорсткості КНБК.

Оскільки рух КНБК описується рівнянням Хілла, то можна стверджувати, що система буде нестійкою. Інтенсивність поперечних коливань виникає за будь-якого збурення разі відсутності сил тертя.

Зі збільшенням довжини стиснутої частини низу колони границя нестійкості зміщується у бік менших частот до тих пір, поки ОБТ не торкнеться стінки свердловини.

3. **Филиппов А.П.** Колебания деформированных систем / А.П. Филиппов. – М.: Машиностроение, 1970. – 733 с.
4. **Огородников П.И.** Некоторые вопросы динамики низа бурильной колонны / П.И. Огородников, И.Ю. Вронский, О.М. Лев // Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 1978. – Вып. 15. – С. 75–79.
5. **Каудерер Г.** Нелинейная механика / Г. Каудерер. – М.: Изд.иностр. лит., 1961. – 777 с.

Порівняльний аналіз застосування в трубопроводному транспорті нафтопродуктів протитурбулентних присадок різних типів

© **В.Я. Грудз**
д-р техн. наук
snp@nung.edu.ua
Р.С. Аль-Дандал
raedrich@mail.ru
ІФНТУНГ

УДК 622.691.4

Наведено результати досліджень та огляд літературних даних щодо оцінки ефективності застосування протитурбулентних присадок у трубопроводному транспорті світлих нафтопродуктів. Дано порівняльну характеристику вітчизняних полімерних речовин та імпортованих аналогів. Показано вплив ефективності протитурбулентних присадок на параметри роботи нафтопродуктопроводу.

Ключові слова: протитурбулентна присадка, процес заміщення, режим роботи НПС.

Приведены результаты исследований и обзор литературных данных по вопросу оценки эффективности применения противотурбулентных присадок в трубопроводном транспорте светлых нефтепродуктов. Дана сравнительная характеристика отечественных полимерных веществ и импортных аналогов. Показано влияние эффективности противотурбулентных присадок на параметры работы нефтепродуктопровода.

Ключевые слова: противотурбулентная присадка, процесс замещения, режим работы НПС.

The results of researches and a review of literature in relation to estimation of efficiency of applying the antiturbulent additive in transmission of light oil products are given. Performance comparison is done for domestic polymer substances and their import analogues. The impact of turbulent viscosity reducing additive on the oil product pipeline performance parameters is shown.

Key words: antiturbulent additive, process of replacement, mode of operation of oil pump station.

Протитурбулентні присадки (ПТП) – це високомолекулярні полімерні речовини, що допомагають зменшити коефіцієнт гідрравлічного опору трубопроводів під час перекачування нафти і нафтопродуктів у турбулентному режимі. Полімери – хімічні сполуки, у яких багаторазово повторюються атомні угруповання, так звані мономерні ланки. Молекула полімеру, складена з n ланок, називається макромолекулою або полімерним ланцюгом. Полімери, які складаються з однакових ланок, називають гомополімерами, а ті, що з різних, – сополімерами. Полімер, що не має бокових відгалужень від основного ланцюга, називається лінійним.

Здатність знижувати опір течії рідин мають багато високомолекулярних речовин, які умовно можна поділити на три класи:

- синтетичні або природні карболанцюгові полімери;
- координаційні полімери;
- високомолекулярні нафтові залишки.

Набутий досвід застосування високомолекулярних сполук для зниження гідрравлічного опору показує, що в нафтогазовій промисловості використовують при-

садки, виготовлені на базі поліолефінів, які відносяться до карболанцюгових полімерів і утворюються під час гомо- або сополімеризації олефінів.

Сьогодні на ринку представлені такі пропозиції протитурбулентних присадок нафти і нафтопродуктів для їх використання у трубопроводному транспорті:

- присадка CDR-102 фірми «СОПОС» (США) являє собою 7–10 % гелеподібний розчин продукту полімеризації олефінів молекулярною масою $10^6 \cdot 10^7$ у газі;
- присадка FLO (1003, 1008, 1010, 1020, 1031 та ін.) фірми «Baker Pipeline Products» (США) гелеподібна і містить в активній частині поліолефіни;
- присадка «Віол» Томського політехнічного університету являє собою 6–12 % розчин поліолефінів молекулярною масою $3 \cdot 10^6$ у бензині;
- присадка Necadd-547 фірми «Fortum Oil & Gas» (Фінляндія) – це 5–8 % гелеподібний розчин поліолефінів молекулярною масою $3 \cdot 10^6$ у газі.

Останнім часом на ринку стали пропонувати протитурбулентні присадки з тією ж гідрравлічно активною частиною, але у вигляді водної емульсії: CDR-202, Liquid Power™ («СОПОС»); вуглеводневої: FLO XL «Baker Pipeline Products» і Necadd-447 «Fortum Oil and Gas Oy».

Це дає можливість отримати присадку з великим вмістом полімеру – до 20–25 %.

Характеристики ПТП деяких фірм-виробників наведено в таблиці.

Таблиця

Характеристики ПТП деяких фірм-виробників

Найменування присадки	Liquid Power™ «СОПОС»	FLO XL «Baker»	Necadd-547 «Fortum»	«Віол», Томськ
Призначення	МНП	МНП	МНП, МНВП	МНП
Агрегатний стан	дисперсія	дисперсія	гель	гель
Колір присадки	білий	сірий	безбарвний	жовтуватий
Густина, кг/м³	970	960	769	800
В'язкість (20 °C) сПз	250–400	200–250	44 000	–
Температура кипіння, °C	100	120	126	–
Розчинність у воді	не розчиняється	диспергує	не розчиняється	не розчиняється
Розчинність у нафті	розчиняється	розчиняється	розчиняється	розчиняється
Вміст гідралічно активного полімеру, % (мас.)	23,7	даних немає	5,5 10	–

Особливістю протитурбулентних присадок, яка визначає міру зниження гідралічного опору нафтопроводу в процесі їх застосування, є високі вимоги до ступеня чистоти продукту, в зв'язку з чим ринкова вартість імпортованих ПТП сягає від 12 000 дол. США за тону. Суттєво дешевшою є присадка «Віол» виробництва РФ 173143 руб./т (5 585 дол. США) [1]. Однак її дефіцит потребує пошуку нових дешевих замінників.

Дехто з дослідників [2, 3] пропонує як протитурбулентні присадки використовувати технічний поліакриламід (ПАА) та карбоксиметилцелюлозу (КМЦ).

Поліакриламід – високомолекулярний полімер акриламиду (аміду акрилової кислоти), являє собою безбарвний кристал. Хімічна формула: $[\text{CH}_2=\text{CH}(\text{CONH}_2)]_n$, молекулярна маса: 71,08; температура плавлення: 84,5 °C, кипіння: 215 °C; тиск пружних парів: 0,93 Па при $t=25$ °C і 9,3 Па при $t=50$ °C. Добре розчинний у воді і спиртах.

Сьогодні широко застосовують водорозчинні полімери на основі акриламиду, об'єднані загальною назвою «Поліакриламід». До цієї групи входять: поліакриламід (ПАА) – неіоногенний полімер, його аніонні похідні, наприклад частково гідролізований ПАА, й катіонні похідні, наприклад полівініламін, а також сополімери з різними іоногенними і неіоногенними мономерами. Полімери й сополімери з різною молекулярною масою, молекулярно-масовим розподілом, хімічним складом і розподілом ланок вихідних мономерів уздовж ланцюга, лінійні, розгалужені і зшиті мають різне функціональне призначення і різні сфери застосування.

Карбоксиметилцелюлоза (КМЦ, целюлозогліолева кислота, $[\text{C}_6\text{H}_7\text{O}_2(\text{OH})_3-\text{x}(\text{OCH}_2\text{COOH})_x]_n$, де $x=0,08-1,5$) – похідна целюлози, в якій карбоксиме-

тильна група ($-\text{CH}_2-\text{COOH}$) з'єднується гідроксильними групами глюкозних мономерів. Є слабкою кислотою, безбарвна. Вперше синтезована і запатентована німецьким хіміком Янсенем у 1918 році. Зовнішній вигляд: світло-бежевий кристалічний порошок, pH (1 % розчин у воді): 7,7. У хімічній, харчовій і медичній промисловості найбільш часто використовують як натрієву сіль – натрій-карбоксиметилцелюлозу (На-карбоксиметилцелюлозу), водні розчини якої в'язкі, псевдопластичні, а у деяких сортів – тиксотропні. На-карбоксиметилцелюлозу застосовують як пластифікатор, загущувач. Використовують також у виробництві клею (наприклад, клею бустилат). Глинисті суспензії На-карбоксиметилцелюлози використовують у ході буріння. Вона також входить до складу мийних засобів та наповнювачів для акумуляторів холоду.

Широкий вибір різних типів і марок протитурбулентних присадок на світовому ринку висуває завдання щодо порівняльного аналізу ефективності їх застосування під час транспортування різних нафт і нафтопродуктів. При цьому потрібно порівнювати не лише ступінь зниження гідралічного опору, а й техніко-економічні показники.

Дотепер порівняльного аналізу ефективності застосування ПТП різних типів у фаховій літературі не було. Це пов'язане, по-перше, із тим, що різні типи протитурбулентних присадок у суміші з різними видами нафт і нафтопродуктів показують різну ефективність, тобто різний ступінь зниження гідралічного опору. Навіть використання конкретного типу ПТП у суміші з стандартним нафтопродуктом, але виготовленим із різних нафт різними виробниками показує різну ефективність зниження гідралічного опору нафтопроводу. По-друге, кожен розробник проводить випробування тільки власної продукції, а по-третє, зазначені випробування проводяться в нестандартних умовах. У [4] запропоновано використовувати для порівняльного аналізу ефективності різних типів ПТП критерій Рейнольдса і Дебори.

Критерій Дебори, або число Дебори (De), – це критерій подібності в реології, що показує ступінь текучості матеріалу в експерименті. Число Дебори визначається як відношення

$$De = \frac{t_p}{t_n}, \quad (1)$$

де t_p – характерний час релаксації матеріалу, t_n – характерний час спостереження.

Якщо час спостереження перевищує характерний час релаксації, то матеріал тече, тобто чим менше число Дебори, тим плинніший матеріал у рамках проведеного експерименту. Критерій був введений М. Рейнером, який і запропонував назву [5], критерій може бути застосовано до рідин Максвелла, але не до рідин Кельвіна–Фойгта.

Обробка експериментальних даних, що містяться в роботах [5–8], дозволила стверджувати таке.

За розвинених чисел Рейнольдса величина числа Дебори на малих діаметрах труб істотно більша, ніж на великих діаметрах. Це свідчить, зокрема, про

неможливість прямого перенесення подібних результатів на промислові трубопроводи. Із дослідів [5] бачимо, що збільшення концентрації ПТП у паливі ТС-1 призводить до того, що число Дебори при сталому критерії Рейнольдса спочатку зростає, а потім починає зменшуватися. Це відповідає відомому факту [9] існування деякого порогового значення концентрації полімеру, перевищення якого сприяє зниженню гідравлічного ефекту від малих добавок високомолекулярних речовин. Навіть за розвинутого турбулентного режиму і досить значних добавок ПТП гудрону в гас показники числа Дебори невеликі. Це дає змогу зробити висновок про низьку ефективність використання цієї високомолекулярної речовини. Результати промислових експериментів із присадкою «БІОЛ» [3, 4], в яких залежність числа De від Re_0 обернено пропорційна, суперечать закономірностям, які спостерігаються у досліді із іншими ПТП.

Як зазначено у [9], ефективне число Рейнольдса за турбулентного режиму перекачування нафтопродуктів із протитурбулентними присадками може бути знайдене:

$$Re = Re_0 (1 + De^2), \quad (2)$$

де Re_0 – число Рейнольдса за тих же умов, але за наявності присадки.

За такої постановки завдання прогнозування величини коефіцієнта гідравлічного опору λ_n під час транспортування суміші нафтопродукту з ПТП зводиться до розробки методики обчислення числа Дебори De за відомого значення коефіцієнта гідравлічного опору під час транспортування чистого нафтопродукту λ_0 . Використовуючи для коефіцієнта гідравлічного опору узагальнену формулу

$$\lambda = A Re^{-m},$$

перепишемо (2) у вигляді:

$$\left(\frac{A}{\lambda_n} \right)^{\frac{1}{m}} = \left(\frac{A}{\lambda_0} \right)^{\frac{1}{m}} (1 + De^2). \quad (3)$$

Звідси знаходимо:

$$\lambda_n = \frac{\lambda_0}{(1 + De^2)^m}. \quad (4)$$

Як відомо [9], ефективність ПТП, яка характеризує ступінь зменшення гідравлічного опору,

$$\varphi = 1 - \frac{\lambda_n}{\lambda_0}. \quad (5)$$

Тепер, враховуючи (4), отримаємо

$$De = \sqrt[m]{\frac{1}{1-\varphi}} - 1. \quad (6)$$

Залежність (6) пов'язує ступінь ефективності присадки φ із критерієм Дебори, що дає змогу застосувати критерій Дебори для порівняння ефективності різних типів ПТП у різних умовах.

Графіки залежності числа Дебори від числа Рейнольдса для різних ПТП представлено на рис. 1, а–г. Для їх побудови використано дані [10, 11] і результати влас-

них експериментальних досліджень застосування домішок ПАА і КМС як ПТП під час перекачування дизельного палива і гасу з оптимальними концентраціями.

Неважко бачити, що розкид експериментальних точок істотний. Частково це пояснюється відмінністю концентрацій високомолекулярних речовин у перекачуваних рідинах.

Однак, мабуть, необхідно погодитися з [11], де написано, що «... різні полімери помітно відрізняються один від одного за своїми властивостями, і зниження рівня пульсації у них відбувається завдяки різним

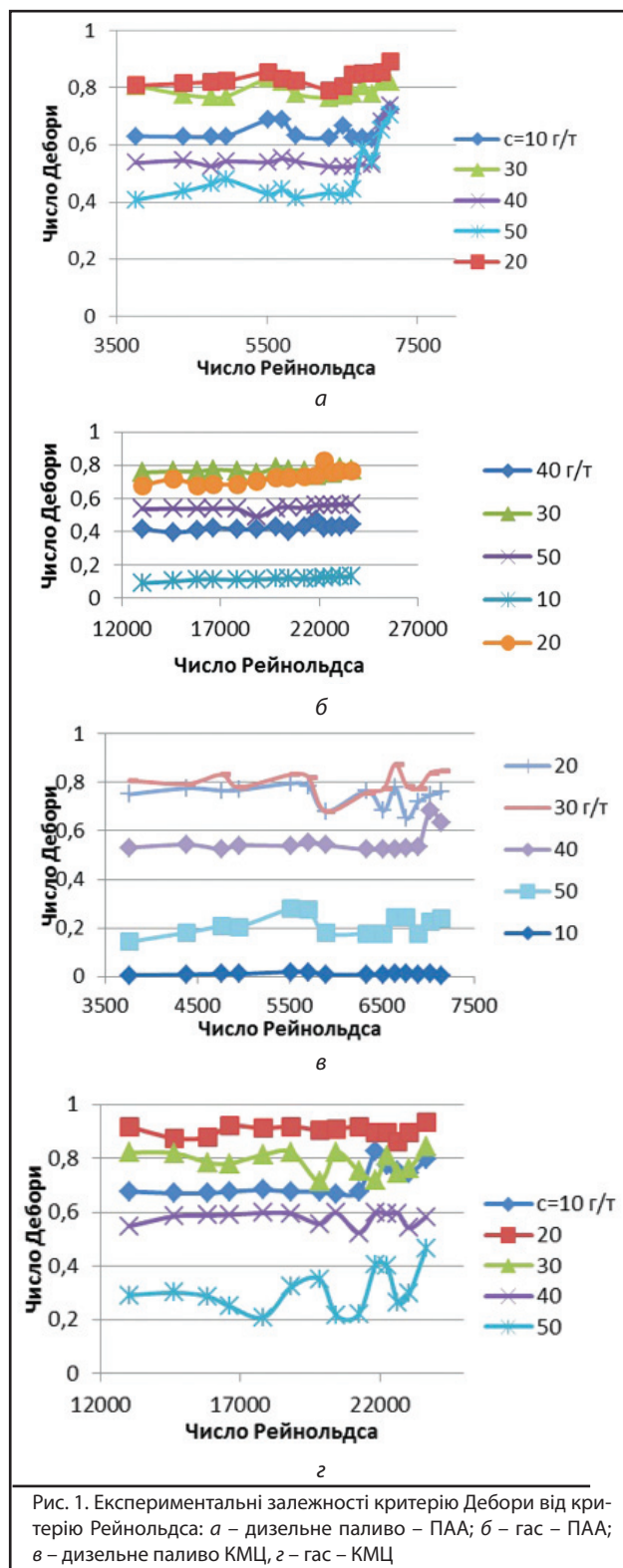


Рис. 1. Експериментальні залежності критерію Дебори від критерію Рейнольдса: а – дизельне паливо – ПАА; б – гас – ПАА; в – дизельне паливо КМС; з – гас – КМС

механізм». Отримані експериментальні дані різних дослідників відрізняються умовами проведення дослідів, зокрема величиною критерію Рейнольдса, який має вирішальний вплив на ефективність ПТП.

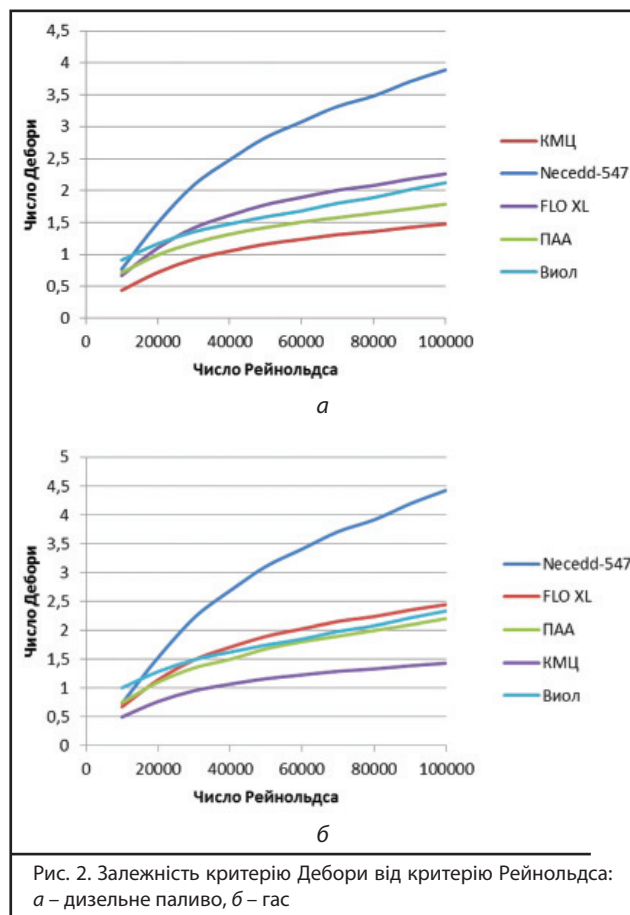


Рис. 2. Залежність критерію Дебори від критерію Рейнольдса: а – дизельне паливо, б – газ

Тому для порівняння різнотипних даних, отриманих у різноманітних умовах, використано методику [11], яка базується на застосуванні формули

$$De = \alpha_0 \theta^{\alpha_1} Re^{\alpha_2}, \quad (7)$$

де θ – концентрація ПТП у г/т; $\alpha_i (i=0,1,2)$ – сталі параметри для кожної пари «нафтопродукт–ПТП», які визначають за експериментальними даними, приведеними на рис. 1.

Використовуючи формулу (7), нескладно виконати порівняльний аналіз ефективності застосування ПТП різних марок за однакових умов. Результати розрахунків числа Дебори за оптимальних концентрацій присадки і чисел Рейнольдса в межах 10 000 ... 100 000 наведено на рис. 2.

Оскільки великим значенням числа Дебори відповідають менші показники коефіцієнта гідравлічного опору, на підставі виконаних розрахунків можна зробити висновки про порівняну ефективність розглянутих присадок.

Висновки

Аналіз результатів розрахунків показує, що найбільш ефективною присадкою з числа розглянутих як для транспортування дизельного палива, так і для гасу є Necedd-547. Дещо нижчі показники ефективності у присадки FLO XL. Потрібно зауважити, що ефективність присадок із зростанням числа Рейнольдса збільшується, що характерно для всіх без винятку ПТП.

Ефективність присадок ПАА і «Виол» знаходиться приблизно однакова. Дещо нижча ефективність присадки KMЦ, особливо для розчину в гасі.

Вибираючи тип ПТП, у кожному конкретному випадку необхідно враховувати вартість полімеру, яка, за даними [1], для імпорتنих продуктів сягає від 12 000 дол. США за тону, для присадки «Виол» – 5 585 дол. США за тону, а для вітчизняних ПАА і KMЦ – 2 090 і 1 800 дол. США за тону відповідно. Тому раціональне рішення щодо вибору ПТП у конкретних умовах необхідно приймати на основі техніко-економічного розрахунку.

Список використаних джерел

1. Коновалов К.Б. Разработка технологии и оценка эффективности производства антитурбулентной присадки суспензионного типа / К.Б. Коновалов, Г.В. Несын, Н.М. Полякова, В.С. Станкевич // Вестник науки Сибири. – 2011. – № 1(1). – С. 104–112.
2. Порайко И.Н. Снижение давления в промышленном нефтепроводе с помощью полиакриламида / И.Н. Порайко, А.И. Арутюнов // Нефтепромышленное дело. – 1978. – № 6. – С. 46–48.
3. Белоусов Ю.П. Противотурбулентные присадки для углеводородных жидкостей / Ю.П. Белоусов. – Новосибирск: Наука, 1986. – 145 с.
4. Хуссейн М.Н.А. Применение противотурбулентных присадок для улучшения гидравлических характеристик нефтепроводов / М.Н.А. Хуссейн, А.А. Коршак // Строительство. Коммунальное хозяйство. Насосы. Трубопроводы-2008: Мат. XII Междунар. научн.-техн. конф. – Уфа: УГНТУ, 2008. – Т. II. – С. 71–72.
5. Кацюевич Е.В. Противотурбулентные полимерные добавки в трубопроводном транспорте нефтепродуктов / Е.В. Кацюевич, Ю.П. Белоусов, Н.М. Гостев // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 1988. – № 6. – С. 9–12.
6. Манжай В.Н. Лабораторные исследования и промышленные испытания полимерной добавки для снижения энергетических затрат на магистральном нефтепроводе / В.Н. Манжай, А.В. Илюшников, М.М. Гареев, Г.В. Несын // Инженерно-физический журнал. – 1993. – Т. 65. – № 5. – С. 515–517.
7. Ерошкина И.И. Повышение пропускной способности магистральных нефтепродуктопроводов на основе применения противотурбулентных присадок: дис. канд. техн. наук / Ерошкина И.И. – М., 2003. – 146 с.
8. Прохоров А.Д. О коэффициентах гидравлического сопротивления магистральных нефтепродуктопроводов при перекачке дизельного топлива, обработанного противотурбулентной присадкой / Прохоров А.Д., Челинцев С.Н., Черников А.В. [и др.] // Транспорт и хранение нефтепродуктов. – 1999. – № 12. – С. 4–6.
9. Макаров С.П. Опыт применения противотурбулентной присадки на нефтепродуктопроводах ОАО «АК «Транснефтепродукт» / Макаров С.П., Фокин С.М. [и др.] // Транспорт и хранение нефтепродуктов. – 2000. – № 4. – С. 14–17.
10. Walsh M. Theory of drag reduction in dilute high polymer flows / Walsh M. // Trans. Soc. Rheol. – 1978. – V. 27. – P. 134–137.
11. Хуссейн М.Н.А. Улучшение параметров работы нефтепроводов путем применения противотурбулентных присадок: Дис. канд. техн. наук / М.Н.А. Хуссейн. – Уфа, 2009. – 121 с.

Визначення коефіцієнта заповнення порожнини нафтопроводу з урахуванням особливостей гідродинамічних параметрів безнапірних ділянок

© С.Я. Григорський
канд. техн. наук
М.Д. Середюк
д-р техн. наук
tzng@nung.edu.ua
ІФНТУНГ

УДК 622.692.4

Наведено метод розрахунку коефіцієнта заповнення порожнини нафтопроводу за наявності самотливих ділянок. Розроблено оригінальне програмне забезпечення, яке дає змогу визначати об'єм нафти, що знаходиться в трубопроводі, та складати матеріальний баланс нафти. Проведено апробацію запропонованого методу на одній із експлуатаційних ділянок магістрального нафтопроводу «Дружба».

Ключові слова: перевальна точка, самотливна ділянка, ступінь заповнення перерізу труби, безнапірний потік рідини.

Приведен метод расчета коэффициента заполнения полости нефтепровода при наличии самотечных участков. Разработано оригинальное программное обеспечение, которое позволяет определять объем нефти, находящейся в трубопроводе, и составлять материальный баланс нефти. Проведена апробация предложенного метода на одном из эксплуатационных участков магистрального нефтепровода «Дружба».

Ключевые слова: перевальная точка, самотечный участок, степень заполнения сечения трубы, безнапорный поток жидкости.

The method of calculation of the void space filling rate for an oil pipeline in presence of gravity sections is given. The original software is developed to allow determination of the amount of oil that is in the pipeline and making of the material balance of the oil. The method proposed is tested on one of the operating areas of the Druzhba main oil pipeline.

Key words: transshipment point, gravity section, degree of filling of a pipe cross section, free-flow stream of liquid.

Значна частина вітчизняних нафтопроводів проходить у гірській місцевості і характеризується пересіченим профілем траси. На таких нафтопроводах, окрім напірних, мають місце безнапірні (самотливі) ділянки руху нафти. На відміну від ділянок із напірним рухом рідини, самотливі ділянки працюють із неповним заповненням перерізу труби транспортованою рідиною. У цьому випадку реалізуються режими перекачування із так званою перевальною точкою. Від перевальної точки до кінця ділянки трубопроводу нафта або нафтопродукт можуть бути транспортовані за заданої витрати без додаткових витрат енергії за рахунок різниці геодезичних позначок перевальної і кінцевої точок траси [1, 2].

Тиск у парогазовій порожнині безнапірної ділянки залишається практично сталим і рівним пружності насиченої пари транспортованого продукту за температури перекачування. Тому лінія гідравлічного нахилу на самотливій ділянці проходить паралельно профілю траси на віддалі, що залежить від пружності насиченої пари та густини нафти або нафтопродукту [3, 4].

Часті зміни схем роботи насосів на нафтоперекачувальних станціях призводять до суттєвих змін робочої витрати нафти, що в свою чергу спричинює виникнення або ліквідацію самотливих ділянок. Такі

нештатні ситуації значно ускладнюють експлуатацію магістральних нафтопроводів.

У процесі експлуатації магістральних нафтопроводів з безнапірними ділянками важливо контролювати об'єм нафти, який знаходиться у порожнині трубопроводу в будь-який момент часу.

Як показали наші дослідження, кількість самотливих ділянок, місце їх розташування на трасі трубопроводу, ступінь заповнення перерізу рідиною функціонально пов'язані між собою і визначаються продуктивністю трубопроводу та режимом перекачування нафти [3–5].

Метою роботи є розробка математичних моделей для розрахунку коефіцієнта заповнення магістрального нафтопроводу із самотливими ділянками залежно від витрати та в'язкості нафти.

У ході досліджень вирішували такі завдання:

- виявлення взаємозв'язку між коефіцієнтом заповнення нафтопроводу і величиною витрати та кінематичної в'язкості нафти в трубопроводі;
- розроблення аналітичних залежностей та програмного забезпечення для розрахунку коефіцієнта заповнення порожнини магістрального нафтопроводу;
- апробація розроблених математичних моделей на прикладі однієї з експлуатаційних ділянок вітчизняного нафтопроводу «Дружба» із самотливими ділянками.

Об'єкт дослідження – гідродинамічні процеси на напірних і безнапірних ділянках рельєфних магістральних нафтопроводів.

Предмет дослідження – рельєфні магістральні нафтопроводи із самопливними ділянками.

Методи дослідження – математичне моделювання параметрів роботи магістральних нафтопроводів із самопливними ділянками з використанням комп'ютерних технологій.

Методика, що пропонується нижче, дає змогу виразити величину коефіцієнта заповнення внутрішньої порожнини магістрального нафтопроводу із самопливними ділянками як функцію витрати та кінематичної в'язкості рідини в трубопроводі. Вона базується на результатах раніше виконаних нами досліджень щодо визначення кількості, місця розташування самопливних ділянок на трасі нафтопроводу [2], впливу самопливних ділянок на пропускну здатність нафтопроводу [4], а також на застосуванні одержаних залежностей ступеня заповнення самопливних ділянок від витрати і режиму руху нафти в нафтопроводі [3]. Ступінь заповнення перерізу самопливної ділянки нафтою так залежить від центрального кута φ , за яким видно поверхню рідини в трубопроводі [1]:

$$\sigma = \frac{\varphi - \sin \varphi}{2\pi} \quad (1)$$

Свою чергою значення кута φ може бути визначене шляхом розв'язування рівняння для коефіцієнта γ , що характеризує інтенсивність втрати енергії рідини на цій самопливній ділянці [3]

$$\gamma = \frac{\alpha^{m+1}}{\left[\alpha - \frac{\sin(2\pi\alpha)}{2\pi} \right]^3} \quad (2)$$

де m – показник режиму руху рідини у формулі Лейбензона, α – відносний кут заповнення перерізу безнапірної ділянки:

$$\alpha = \frac{\varphi}{2\pi} \quad (3)$$

За відомого значення коефіцієнта γ для знаходження кута φ доцільно застосовувати формули (9)–(12), які одержані шляхом математичного моделювання гідродинамічних параметрів самопливних ділянок у зоні гідравлічно гладких труб турбулентного режиму [3].

Нехай траса нафтопроводу складається із n висхідних і низхідних ділянок. У будь-який момент експлуатації нафтопроводу на трасі формуються k самопливних ділянок із безнапірним рухом нафти. Зазвичай самопливна ділянка може займати частину низхідної ділянки нафтопроводу.

Коефіцієнт заповнення нафтопроводу визначають як відношення об'єму нафти, що знаходиться в трубопроводі, до геометричного об'єму порожнини нафтопроводу

$$\psi = 1 - \frac{\sum_{j=1}^k (1 - \sigma_j) \beta_j V_j}{\sum_{i=1}^n V_i} \quad (4)$$

де V_i – геометричний об'єм порожнини i -тої ділянки нафтопроводу; V_j – геометричний об'єм порожнини низ-

хідної ділянки, на якій сформувалася j -та самопливна ділянка нафтопроводу; σ_j – ступінь заповнення перерізу j -тої самопливної ділянки нафтою; β_j – відносна довжина самопливної ділянки на j -тій ділянці нафтопроводу;

$$\beta_j = \frac{L_{sj}}{L_j} \quad (5)$$

L_{sj} – довжина j -тої самопливної ділянки; L_j – загальна довжина j -тої ділянки із напірним і безнапірним рухом нафти.

Залежність коефіцієнта заповнення порожнини нафтопроводу нафтою від витрати і фізичних властивостей транспортованої нафти носить індивідуальний характер і визначається особливостями траси трубопроводу. Тому для одержання конкретних результатів одну із ділянок нафтопроводу «Дружба» приймаємо як модельний нафтопровід.

Для отримання аналітичної залежності коефіцієнта заповнення нафтопроводу «Дружба» від витрати та в'язкості нафти за допомогою програми Samopliv проведено багатоваріантні розрахунки всіх можливих режимів його роботи. Програму Samopliv розроблено у середовищі Visual Basic із застосуванням електронних таблиць Microsoft Office Excel для введення вихідних даних та виведення результатів розрахунку. В обчислювальний алгоритм закладено методики [2, 4], за допомогою яких визначають кількість, положення, довжину самопливних ділянок та пропускну здатність нафтопроводу. Для розрахунку величини ступеня заповнення перерізу безнапірних ділянок застосовують аналітичні залежності, отримані в роботі [3].

Як вихідні дані для розрахунку коефіцієнта заповнення нафтопроводу «Дружба» із самопливними ділянками приймали такі значення фізичних величин:

густина нафти $\rho = 870 \text{ кг/м}^3$;

діапазон зміни кінематичної в'язкості нафти $\nu = (10 \div 40) \text{ сСт}$;

середнє значення тиску насичених парів нафти за Рейдом $P_{s38} = 50 \text{ кПа}$;

установка тиску САР на виході НПС $P_{\text{доп}} = 4,4 \text{ МПа}$;

технологічно необхідний тиск нафти в кінці нафтопроводу $P_{\text{кн}} = 0,2 \text{ МПа}$.

У результаті досліджень виявлено, що для ділянки нафтопроводу «Дружба» максимальна кількість самопливних ділянок – 6. Для кожного режиму роботи нафтопроводу існує така продуктивність, за якої переріз нафтопроводу заповнений повністю, тобто відсутні ділянки з безнапірним рухом рідини. Отримані такі значення витрати нафти, за яких відбувається зміна кількості самопливних ділянок:

$$\begin{cases} k=6: & Q < Q_{6-5}; \\ k=5: & Q_{6-5} \leq Q < Q_{5-4}; \\ k=4: & Q_{5-4} \leq Q < Q_{4-3}; \\ k=3: & Q_{4-3} \leq Q < Q_{3-2}; \\ k=2: & Q_{3-2} \leq Q < Q_{2-1}; \\ k=1: & Q_{2-1} \leq Q < Q_{1-0}; \\ k=0: & Q \geq Q_{1-0}, \end{cases} \quad (6)$$

де Q – продуктивність (об'ємна витрата нафти в нафтопроводі); $Q_{(k)-(k-1)}$ – перехідне значення продуктив-

ності нафтопроводу, за якого відбувається зменшення кількості самопливних ділянок на одну, тобто від k до $(k-1)$.

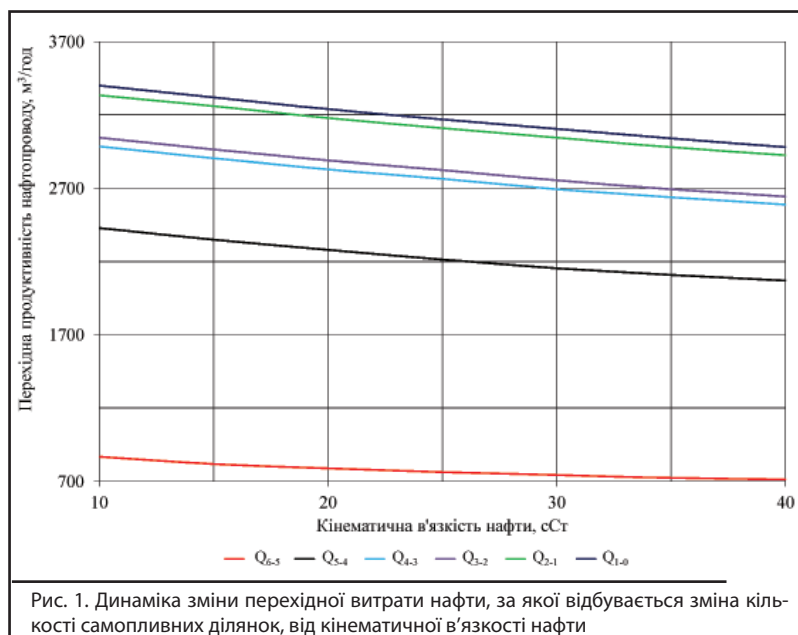
Наприклад, значення продуктивності нафтопроводу Q_{3-2} відповідає випадку, коли кількість безнапірних ділянок зменшується від трьох до двох. Значення продуктивності Q_{1-0} відповідає ситуації, коли на трасі трубопроводу зникають самопливні ділянки. Зрозуміло, що з точки зору безпечності експлуатації нафтопроводу та складання матеріального балансу нафти доцільними є режими роботи, за яких трубопровід працює з продуктивністю, більшою за Q_{1-0} . Тому для оптимізації роботи магістральних нафтопроводів із пересіченим профілем траси необхідно реалізовувати режими роботи з якомога більшою продуктивністю, тобто працювати із більшим ступенем завантаження.

Опрацювавши масив результатів розрахунків перехідних витрат нафти ($\text{м}^3/\text{год}$), за яких відбувається зменшення кількості безнапірних ділянок, ми отримали такі аналітичні залежності для їх розрахунку залежно від розрахункової кінематичної в'язкості нафти ν (сСт):

$$\begin{cases} Q_{6-5} = 0,1238\nu^2 - 11,19\nu + 966; \\ Q_{5-4} = 0,1595\nu^2 - 20,01\nu + 2615; \\ Q_{4-3} = 0,1143\nu^2 - 18,93\nu + 3163; \\ Q_{3-2} = 0,1024\nu^2 - 18,51\nu + 3220; \\ Q_{2-1} = 0,0881\nu^2 - 18,15\nu + 3509; \\ Q_{1-0} = 0,0881\nu^2 - 18,37\nu + 3575. \end{cases} \quad (7)$$

Ступінь вірогідності апроксимації математичних моделей (7) перевищує 0,99, що свідчить про їхню адекватність та можливість практичного застосування.

На рис. 1 наведено відповідні графічні залежності перехідної витрати нафти від кінематичної в'язкості



транспортованої нафти. Як бачимо, перехідна витрата нафти монотонно зменшується зі збільшенням в'язкості транспортованої нафти. Це пояснюється тим, що зі зростанням в'язкості крутизна лінії гідравлічного нахилу збільшується і, відповідно, зменшується довжина самопливної ділянки. Тому для зимових умов перекачування зміна кількості самопливних ділянок буде відбуватися за менших значень витрати нафти порівняно із літніми умовами.

Із використанням формули (4) за допомогою програми Samopliv розраховано величину коефіцієнта заповнення нафтопроводу ψ для всіх можливих режимів його роботи за різного ступеня завантаження та кінематичної в'язкості нафти. На рис. 2 наведено одержану графічну залежність. Із рис. 2 можна зробити висновок, що коефіцієнт заповнення цієї ділянки нафтопроводу змінюється від 89,5 % за неповного завантаження до 100 % за умов повного завантаження системи. При цьому графічна залежність коефіцієнта заповнення нафтопроводу від витрати представляє собою ламану з криволінійних відрізків, яка монотонно зростає. Точки зламів відповідають стрибкоподібному зменшенню кількості самопливних ділянок на одиницю. Найбільш стрімко коефіцієнт заповнення внутрішньої порожнини нафтопроводу зростає під час завантаження трубопроводу. Це пояснюється особливістю траси нафтопроводу. Безнапірна ділянка, яка зникає першою зі збільшенням витрати нафти, має найбільшу довжину, порівняно з іншими самопливними ділянками. За більших витрат швидкість зростання коефіцієнта заповнення нафтопроводу є меншою. Це зумовлено особливостями траси нафтопроводу та малими значеннями відносною довжини самопливних ділянок.

Установлено, що залежність коефіцієнта заповнення нафтопроводу від

витрати найбільш адекватно можна описати за допомогою такої поліноміальної моделі:

$$\psi = A_v Q^2 + B_v Q + C_v, \quad (8)$$

де A_v , B_v , C_v – коефіцієнти математичної моделі, які є функцією кінематичної в'язкості транспортованої нафти ν (сСт), визначаються за формулами:

- якщо $Q < Q_{6-5}$

$$\begin{cases} A_v = -6,233 \cdot 10^{-10} \nu^2 + 5,959 \cdot 10^{-8} \nu + 1,010 \cdot 10^{-6}; \\ B_v = -1,967 \cdot 10^{-7} \nu^2 + 3,528 \cdot 10^{-5} \nu + 4,378 \cdot 10^{-3}; \\ C_v = -10^{-4} \nu^2 + 6,5 \cdot 10^{-3} \nu + 87,82; \end{cases} \quad (9)$$

- якщо $Q_{6-5} \leq Q < Q_{5-4}$

$$\begin{cases} A_v = 1,081 \cdot 10^{-10} \nu^2 - 3,209 \cdot 10^{-9} \nu + 3,197 \cdot 10^{-7}; \\ B_v = -4,043 \cdot 10^{-7} \nu^2 + 3,139 \cdot 10^{-5} \nu + 1,198 \cdot 10^{-3}; \\ C_v = 1,429 \cdot 10^{-4} \nu^2 - 8,429 \cdot 10^{-3} \nu + 91,71; \end{cases} \quad (10)$$

- якщо $Q \geq Q_{5-4}$

$$\begin{cases} A_v = 2,214 \cdot 10^{-10} \nu^2 - 7,136 \cdot 10^{-9} \nu + 1,246 \cdot 10^{-6}; \\ B_v = -1,171 \cdot 10^{-6} \nu^2 + 7,878 \cdot 10^{-5} \nu - 4,582 \cdot 10^{-3}; \\ C_v = 1,562 \cdot 10^{-3} \nu^2 - 0,1217 \nu + 100,5. \end{cases} \quad (11)$$

При цьому найбільша точність розрахунку коефіцієнта заповнення нафтопроводу за формулою (8) забезпечується під час розбиття на інтервали, що вказані вище. Максимальне відхилення величини коефіцієнта заповнення трубопроводу, яке розраховане за математичною моделлю (8), від фактичного значення, отриманого за програмою Samopliv, не перевищує за

абсолютною величиною 0,1 %. Таким чином, використовуючи формулу (8), з урахуванням виразів (9)–(11), можна достатньо точно знайти коефіцієнт заповнення нафтопроводу та скласти матеріальний баланс нафти в його порожнині.

Висновки

Установлено, що величину перехідної витрати нафти, за якої змінюється кількість самопливних ділянок нафтопроводу, можна адекватно описати поліномом другого степеня як функцію кінематичної в'язкості нафти. При цьому в зимових умовах можна досягти більшого заповнення порожнини нафтопроводу за менших значень продуктивності порівняно з літніми умовами перекачування.

Отримано математичну модель коефіцієнта заповнення трубопроводу як функцію витрати нафти та кінематичної в'язкості, яка з точністю до 0,1 % дає змогу оперативно визначати кількість нафти, що знаходиться у певний момент часу в порожнині ділянки нафтопроводу «Дружба».

Метод визначення коефіцієнта заповнення нафтопроводу та розроблене оригінальне програмне забезпечення Samopliv може бути використано для розрахунку об'єму нафти, що знаходиться в порожнині будь-якого магістрального нафтопроводу із самопливними ділянками.

У подальшому планується розробити метод визначення маси нафти в трубопроводі з урахуванням впливу коефіцієнта заповнення нафтопроводу, робочого тиску та температури перекачування нафти.

Список використаних джерел

1. **Лурье М.В.** Математическое моделирование процессов трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа / М.В. Лурье. – М.: Нефть и газ, 2003. – 335 с.
2. **Григорський С.Я.** Визначення положення та ступеня заповнення самопливних ділянок магістральних трубопроводів / С.Я. Григорський, М.Д. Середюк // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2012. – № 4 (45). – С. 198–209.
3. **Середюк М.Д.** Дослідження залежності ступеня заповнення самопливних ділянок від витрати і режиму руху нафти в трубопроводі // М.Д. Середюк, С.Я. Григорський // Нафтогазова енергетика: всеукр. наук.-техн. журн. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ. – 2014. – № 2 (22). – С. 98–104.
4. **Григорський С.Я.** Визначення пропускної здатності магістральних нафтопроводів з урахуванням гідравлічного опору самопливних ділянок // С.Я. Григорський, М.Д. Середюк // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2014. – № 3 (52). – С. 116–127.
5. **Середюк М.Д.** Методика оперативного контролю балансу транспортованої рідини в рельєфному магістральному трубопроводі / М.Д. Середюк, С.Я. Григорський // Мат. Міжнародної науково-технічної конференції «Нафтогазова освіта та наука: стан та перспективи». – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2014. – С. 241–243.

У Європі зросло споживання ЗПГ

За інформацією Єврогазу, асоціації європейських газорозподільних організацій, у 2015 р. обсяги споживання газу в Європі порівняно з попереднім роком збільшилися на 4 %. Це відбулося вперше за останні чотири роки.

Лева частка зростання припадає на зріджений природний газ (ЗПГ). Так, обсяги імпорту ЗПГ у Нідерландах майже подвоїлися, а в Італії збільшилися на 34 %. Основними чинниками зростання споживання газу стали погодні умови та прискорення економічного розвитку в таких країнах, як Чеська Республіка, Франція і Словаччина. Через падіння цін на газ його стали більше використовувати для виробництва електроенергії у Великій Британії, Італії та Греції.

За матеріалами <http://www.lngworldnews.com/eurogas-european-lng-imports-up-with-rising-gas-consumption>

Підземні сховища газу України – надійна основа для створення Східноєвропейського газового хабу

© **С.О. Сторчак**
д-р техн. наук
В.О. Заєць
канд. техн. наук
VZaets@naftogaz.com
Національна
акціонерна компанія
«Нафтогаз України»

УДК 662.691.24

У статті розглянуто питання, пов'язані з перспективою створення на базі українських підземних сховищ газу потужного Східноєвропейського газового регулятора (хаб), здатного підвищити рівень енергетичної безпеки України, лібералізувати внутрішній ринок природного газу, інтегруватися в загальноєвропейську систему газопроводів та забезпечити рентабельність підземних сховищ газу країни.

Ключові слова: підземні, сховища, ринок, природний, газ, законодавство, інтеграція, хаб.

В статье рассмотрены вопросы, связанные с перспективой создания на базе украинских подземных хранилищ газа мощного Восточноевропейского газового регулятора (хаб), способного повысить уровень энергетической безопасности Украины, либерализовать внутренний рынок природного газа, интегрироваться в общеевропейскую систему газопроводов и обеспечить рентабельность подземных хранилищ газа страны.

Ключевые слова: подземные, хранилища, рынок, природный газ, законодательство, интеграция, хаб.

The articles deals with the matters related to prospects of establishment of a powerful Eastern European gas regulator (hub) based on the Ukrainian underground gas storages that can increase energy security of Ukraine, liberalize the domestic natural gas market, integrate into the European gas pipeline system and ensure the profitability of the country's underground gas storages.

Key words: underground, storages, market, natural gas, legislation, integration, hub.

Українська ГТС тісно пов'язана із системами сусідніх європейських країн – Росії, Білорусі, Польщі, Словаччини, Угорщини, Румунії, Молдови, через них інтегрована в загальноєвропейську газову мережу, а також є мостом між найбільшими газовидобувними регіонами – Росією та Середньою Азією та споживачами Європи.

Надійність транспортування газу забезпечує робота системи підземних сховищ газу (ПСГ) України – однієї з найбільших у світі. Підземні сховища газу характеризуються значним активним об'ємом (близько 32 млрд м³) та добовою продуктивністю під час відбору, що сягає 260 млн м³ на добу.

Питома вага активної місткості українських ПСГ у Європі становить 20 %, а за обсягами зберігання активного газу Україна посідає третє місце у світі і друге в Європі.

Західний комплекс підземного зберігання газу (КПЗГ) створений у Прикарпатському регіоні в системі трансконтинентальних, міждержавних і внутрішньодержавних газопроводів і складається з 5 газосховищ: Більче-Волицько-Угерське, Угерське (XIV–XV гор.), Опарське, Дашавське та Богородчанське. Підземні газосховища комплексу зв'язані між собою через систему газопроводів, що створює сприятливі умови для перерозподілу потоків газу, задоволення потреби місцевих і віддалених споживачів. Також з'являється можливість накопичувати в них необхідні резерви газу для вирішення оперативних і стратегічних завдань. Досягнута потужність комплексу за активним об'ємом становить близько 81 % від загальної в підземних газосховищах країни.

Центральний КПЗГ, що включає в себе Олишівське (закачування не проводиться з 2012 року), Червонопартизанське, Солохівське та Кегичівське газосховища,

створений у Київській системі магістральних газопроводів і призначений для забезпечення надійності газопостачання споживачів м. Києва, Київської, Хмельницької, Вінницької, Житомирської, Кіровоградської, Черкаської, Чернігівської, Полтавської, Сумської та Харківської областей. Газосховища з'єднані між собою системою газопроводів, яка дає змогу в разі необхідності здійснювати регулювання об'ємів закачування та відбору в границях комплексу. Досягнута величина активного об'єму газу в межах комплексу становить 11,5 % від загальної величини активного газу в газосховищах країни.

Східний КПЗГ у складі Краснопопівського та Вергунського (закачування не проводиться з 2012 року, перебуває на непідконтрольній українському уряду території Луганської області) газосховищ створений у Донецькій системі газопроводів і призначений для забезпечення надійності газопостачання споживачів Донбасу. Досягнута величина активного об'єму газу в межах комплексу становить 2,5 % від загальної в підземних газосховищах країни.

Південний КПЗГ створюється у Придніпровському регіоні й Автономній Республіці Крим у системі газопроводів балканського напрямку та включає два підземні газосховища: Пролетарське та Глібовське (розміщене на окупованій території, АР Крим). Комплекс призначений для забезпечення надійності газопостачання внутрішніх споживачів і транзитних поставок газу через південні регіони України в Молдову, країни Балканського півострова та Туреччину. Досягнута величина активного газу в межах комплексу становить 5 % від загальної величини.

Кожне з ПСГ України має унікальне розташування, на відстані 3–3,5 тис. км від основних районів видобування природного газу, а також перебуває у сприятливих геологічних умовах, що робить систему підземних сховищ газу стратегічно важливою, надійною, конкурентоздат-

ною на фоні зростання попиту на ПЗГ у сусідніх країнах та універсальною з багатьох точок зору.

Значний активний об'єм ПСГ у Західному регіоні України, здатність до заповнення та широкий діапазон можливостей відбору природного газу з ПСГ забезпечують надзвичайну маневреність потоків газу, оптимізацію режимів роботи, можливість створення необхідних оперативних і стратегічних резервів газу, що є важливим в умовах ринкових відносин.

Для надійного постачання природного газу споживачам України та забезпечення надійного транзиту газу щорічно використовують орієнтовно близько 15 млрд м³ активного газу з підземних сховищ, що підтверджує наявність значного резерву активних потужностей ПСГ об'ємом близько 15 млрд м³, який може бути запропоновано для європейських партнерів.

В Україні існують усі передумови для створення на базі газосховищ Східноєвропейського газового хабу. Проте для ефективного їх використання як хабу необхідно вирішити ряд завдань: насамперед йдеться про пряму взаємодію між операторами української та суміжних ГТС із метою уникнення спірних питань (за умови виключення з процесу ПАТ «Газпром») під час передавання природного газу в Україну та з України до інших європейських країн.

Правовою основою для створення Східноєвропейського газового хабу є Закон України «Про ринок природного газу» та Закон України «Про ратифікацію Протоколу про приєднання України до Договору про заснування Енергетичного Співтовариства».

Україна – дуже зручний для біржової торгівлі газом майданчик. У Європі місцями біржової торгівлі традиційно є великі транзитні вузли (хаби), у яких зручно перерозподіляти постачання. В Україні поруч із транзитними вузлами є підземні сховища газу, з яких можна постачати паливо, заощаджуючи на транспортуванні до хабу. Наявність поблизу кордону з ЄС системи газових сховищ загальною активною місткістю близько 25 млрд м³ газу та перспективи збільшення обсягів зберігання до 30 млрд м³ газу викликають інтерес міжнародних енергетичних компаній до масштабних реверсних поставок в Україну. Вже сьогодні Україна може запропонувати трейдерам можливість одночасного зберігання до 15 млрд м³ газу за значно нижчими, ніж в Європі, тарифами.

Переваги використання газових сховищ України трейдерами полягають у можливості реально впливати на сезонні цінові коливання під час спотової торгівлі газом у Європі, постачати значні обсяги газу на український ринок, створювати умови для входження України до європейського газового ринку.

Присутність на українському ринку природного газу європейських компаній допоможе забезпечити реальне виконання європейського енергетичного законодавства та залучити для роботи на вітчизняних ПСГ європейських газотрейдерів.

Вихід України на європейський конкурентний газовий ринок дасть змогу забезпечити рентабельність усіх транзитних газопроводів України навіть із урахуванням прогнозу мінімального завантаження української ГТС імпортом російським газом у 2020 році (за даними експертів 40–50 млрд м³).

Очевидно, що на сьогодні існують усі можливості для інтеграції газосховищ України в європейську систему газопостачання та реальні підстави для створення Східноєвропейського газового хабу, який зміг би задовольнити

потреби в газі та значно підвищити надійність газопостачання країн Європи.

Для розроблення моделі роботи українського хабу необхідно здійснити ТЕО створення відповідного газового майданчика та розбудови суміжної інфраструктури, визначити джерела фінансування роботи хабу та перелік питань, які потребують внесення відповідних змін до чинного законодавства. Наступним кроком мають стати маркетингові дослідження з метою визначення кола зацікавлених сторін щодо діяльності газового хабу (вітчизняних та зарубіжних), опрацювання питання створення та функціонування робочого органу газового хабу тощо.

Узагальнені пропозиції щодо заходів зі створення Східноєвропейського газового хабу передбачають:

- розроблення майстер-плану (попереднього ТЕО) та ТЕО функціонування газового хабу;
- аналіз та вибір найбільш доцільного для України варіанта створення хабу;
- розроблення економіко-організаційної моделі функціонування хабу;
- розроблення і прийняття необхідних законодавчих змін;
- розроблення типового (європейського) інформаційного та програмного забезпечення функціонування хабу;
- аналіз доцільності залучення існуючих чи створення нової біржі для роботи на хабі;
- розроблення комплексу заходів щодо надання гарантій іноземним власникам газу, які будуть зберігати газ у ПСГ України;
- розроблення режимних схем роботи української ГТС під час роботи створеного хабу;
- опрацювання входження створеного хабу з торгівлі природним газом до існуючої європейської системи хабів.

Організація та функціонування ринку природного газу стане важливим кроком на шляху наближення українського законодавства до законодавства ЄС, формування в Україні сучасного ринку природного газу і диверсифікації постачання природного газу.

Висновок

Отже, входження українського внутрішнього ринку природного газу в систему європейських регіональних газових ринків сприятиме:

- підвищенню енергетичної безпеки України;
- підвищенню якості і рівня стосунків між Україною та країнами ЄС у співпраці на газових ринках Центральної та Східної Європи;
- забезпеченню інтеграції газотранспортної системи України в загальноєвропейську мережу газопроводів;
- створенню сприятливого інвестиційного клімату для подальшого розвитку газотранспортної системи;
- зміцненню міжнародного іміджу України як транзитної держави;
- лібералізації внутрішнього ринку природного газу України;
- забезпеченню стабільного надходження комерційно привабливих потоків газу з європейських країн до України;
- надходженню додаткових фінансових ресурсів для ПАТ «Національна акціонерна компанія «Нафтогаз України» шляхом оптимізації використання газотранспортних потужностей та ПСГ, що перебувають в її корпоративному управлінні.

Інформаційне забезпечення оптимізації лічильників газу турбінного класу

© **І.В.Коробко**

д-р техн. наук
i.korobko@kpi.ua

Я.І.Могирьов

В.В.Кроте́віч
НТУУ «КПІ»

УДК 681.121

У роботі розглянуто питання побудови програмного комплексу розрахунків та дослідження широко застосовуваних швидкісних перетворювачів витрати рідин і газу з турбінним чутливим елементом. Розроблено спеціальне програмне забезпечення, що дає змогу проводити математичне моделювання приладів. Особливу увагу приділено дослідженню впливу гідродинамічних показників потоку на метрологічні характеристики приладу, оцінці статичної та динамічної характеристик і похибок вимірювання.

Ключові слова: витрата, вимірювання витрати, турбінні вимірювальні перетворювачі, моделювання.

В работе рассматриваются вопросы построения программного комплекса расчетов и исследования широко применяемых скоростных преобразователей расхода жидкостей и газа с турбинным чувствительным элементом. Разработано специальное программное обеспечение, позволяющее проводить математическое моделирование приборов. Особое внимание уделено исследованию влияния гидродинамических показателей потока на метрологические характеристики прибора, оценке статической и динамической характеристик и погрешностей измерения.

Ключевые слова: расход, измерения расхода, турбинные измерительные преобразователи, оптимизация конструкции.

The paper deals with the problems of creation of a software complex for calculations and research of commonly used high-speed transducers of liquids and gas flow rate with the sensing turbine element. Special software is developed in order to provide the mathematical modelling of devices. Special attention is paid to research of the influence of hydrodynamic factors of the flow on metrological characteristics of the device, to the estimation of the static and dynamic characteristics and measurement errors.

Key words: flow rate, flow rate measuring, turbine measuring transducers, modelling.

На сьогодні надзвичайно важливим завданням, що постає перед суспільством, є жорстка економія плинних енергоносіїв, їх точне та надійне обліковування. Як показує досвід реєстрації витрати та кількості природного газу, підвищення точності вимірювань на практиці – актуальна галузева проблема. Важливою також є побудова такої системи проектування вимірювальних перетворювачів витрати, які б забезпечували умови комплексного розв'язання проблеми створення досконалих сучасних вимірювальних засобів із високими метрологічними показниками [1–4].

Для визначення кількісних показників газових потоків широкого застосування набули швидкісні вимірювальні перетворювачі витрати турбінного класу (ТВПВ) завдяки поєднанню їхньої високої точності і надійності із простотою та дешевизною конструкції [1, 5].

Розв'язання задач створення сучасних ТВПВ можливе шляхом проведення великої кількості натурних та напівнатурних досліджень. У той же час сучасний розвиток інформаційних технологій дає змогу з високою ефективністю досліджувати прилади шляхом

комп'ютерного моделювання взаємодії потоку вимірюваного середовища із елементами конструкції перетворювача за розробленими математичними моделями. На основі таких моделей можна реалізувати систему проектування засобів вимірювання із оптимальними параметрами елементів приладу за розробленими критеріями та враховуючи умови експлуатації.

Вихідною вимірювальною інформацією ТВПВ аксіального типу є частота обертання чутливого елемента (ЧЕ), який являє собою гвинтоподібну турбіну.

Основною аналітичною залежністю, що описує роботу ТВПВ, є диференціальне рівняння обертального руху ЧЕ у формі турбіни, яке пов'язує вихідну величину з об'ємною витратою рідини.

$$2\pi J \frac{dn}{dt} = M_p - M_d - M_{\text{ц}} - M_3 - M_{\text{ж}} - M_{\text{п}} - M_{\text{вп}}, \quad (1)$$

де n – частота обертання ЧЕ; J – момент інерції ЧЕ; M_p – рушійний момент від потоку вимірюваного середовища; M_d – момент тертя об дискову частину турбіни; $M_{\text{ц}}$ – момент тертя о циліндричну частину турбіни;

M_3 – моменти опору, що виникають в радіальному зазорі між турбіною та внутрішньою поверхнею корпусу витратоміра; $M_{\text{ж}}$ – моменти сил в'язкого тертя рідини об поверхню лопатей у міжлопатевих каналах турбіни; $M_{\text{п}}$ – момент сил тертя в опорах турбіни; $M_{\text{вп}}$ – момент реакції вторинного перетворювача.

Вираз (1) після визначення його складових елементів та урахування дії на ЧЕ розвинутого турбулентного режиму течії вимірюваного середовища набуває вигляду [1]:

$$\begin{aligned}
& 2\pi \left(\frac{1}{2} \pi r_{\text{Т}} r_{\text{БТ}}^4 + z \rho_{\text{Т}} (r_{\text{Н}} - r_{\text{БТ}}) h l_{\text{Л}} \left(\frac{r_{\text{Н}} + r_{\text{БТ}}}{2} \right)^2 + \right. \\
& \quad \left. + z \left(\frac{1}{12} \left[(r_{\text{Н}} - r_{\text{БТ}})^2 + l_{\text{Л}}^2 \right] \sin^2 \beta + \right. \right. \\
& \quad \left. \left. + (h^2 + (r_{\text{Н}} - r_{\text{БТ}})^2) \cos^2 \beta \right] \rho_{\text{Т}} (r_{\text{Н}} - r_{\text{БТ}}) h l_{\text{Л}} + \right. \\
& \quad \left. + z \left(\mu_{\text{з}} \rho_{\text{п}} \frac{l_{\text{Л}} h^4}{48} + \left(\frac{r_{\text{Н}} + r_{\text{БТ}}}{2} \right)^2 \rho_{\text{п}} (r_{\text{Н}} - r_{\text{БТ}}) h l_{\text{Л}} \right) \right) \frac{dn}{dt} = \\
& = a \int_{r_{\text{БТ}}}^{r_{\text{м}}} \left[v_{\text{ср}} k \left[1 - \left(\frac{r_{\text{м}} - r}{r_{\text{м}} - r_{\text{БТ}}} \right)^m \right] k_1 \text{tg} \beta - 2\pi n r \right]^2 dr - \\
& \quad - 15,2394 \int_0^{r_{\text{БТ}}} (\rho_{\text{п}} v^{0,5}) r^3 n^{1,5} dr - \\
& \quad - a \int_{r_{\text{м}}}^{r_{\text{Н}}} \left[v_{\text{ср}} k \left[1 - \left(\frac{r - r_{\text{м}}}{r_{\text{К}} - r_{\text{м}}} \right)^m \right] k_1 \text{tg} \beta - 2\pi n r \right]^2 dr - \\
& \quad - \int_0^{2\pi} \int_0^s \frac{v_{\text{ср}}^2 \lambda \rho_{\text{п}}}{8} r_{\text{БТ}}^2 d\psi dl - \frac{4\pi \mu_{\text{ш}} h z r_{\text{Н}} r_{\text{К}}^2}{\sin \beta_{\text{Н}} V_0 (r_{\text{К}}^2 - r_{\text{Н}}^2)} Q - \\
& \quad - C_{\text{а}} \rho_{\text{п}} v_{\text{ср}}^2 l_{\text{Л}} (r_{\text{Н}} - r_{\text{БТ}}) r_{\text{ср}} z \cos \beta - \frac{4}{\pi} \mu_{\text{тп}} F_r \frac{d}{2} + \\
& \quad + \sqrt{\left(0,1651875 \pi \mu_{\text{тп}} F_{\text{а}} \sqrt[3]{F_{\text{а}} \left(\frac{1}{E_1} + \frac{1}{E_2} \right) R} \right)^2 + \left(\frac{4}{\pi} \mu_{\text{тп}} F_r \frac{d}{2} \right)^2},
\end{aligned} \tag{2}$$

де $\rho_{\text{т}}$ – густина матеріалу турбіни; $\rho_{\text{п}}$ – густина вимірюваного середовища; z – кількість лопатей; $\beta_{\text{вих}}$ – кут між абсолютною та відносною швидкостями; λ – коефіцієнт гідравлічного тертя; $\beta_{\text{н}}$ – кут установлення лопатей на зовнішньому радіусі турбіни; $\mu_{\text{тп}}$ – коефіцієнт тертя матеріалів опори; $\mu_{\text{з}}$ – коефіцієнт приєднаної маси прямокутного перерізу; ζ – поправочний коефіцієнт; h – товщина лопаті; $l_{\text{Л}}$ – довжина лопаті вздовж осі обертання турбіни; $r_{\text{Н}}$ – радіус зовнішньої поверхні лопатей; $r_{\text{БТ}}$ – радіус поверхні втулки; β – кут встановлення лопатей на середньому радіусі; s – осьова довжина профілю лопаті; $v_{\text{ср}}$ – середня швидкість потоку; m – показник ступеня розподілу швидкості потоку; k – коефіцієнт нерівномірності розподілу швидкості течії за живим перерізом; k_1 – коефіцієнт розбіжності напрямку вектора швидкості потоку за відносного руху з нахилом лопаті до осі ЧЕ; r – радіус прикладання сили; v – кінематичний коефіцієнт в'язкості; $r_{\text{м}}$ – радіус, що

відповідає максимальному значенню швидкостей; ψ – кут інтегрування під час визначення дотичного напруження; μ – коефіцієнт динамічної в'язкості; $r_{\text{К}}$ – радіус внутрішньої поверхні вимірювальної камери; $\beta_{\text{н}}$ – кут встановлення лопатей на зовнішньому радіусі турбіни; V_0 – об'єм міжлопатєвого простору на довжині, що дорівнює гвинтовому кроку; Q – витрата вимірювального середовища; $C_{\text{х}}$ – коефіцієнт лобового опору; $\mu_{\text{тп}}$ – коефіцієнт тертя ковзання; F_r – радіальне зусилля; d – діаметр опори; $F_{\text{а}}$ – осьове зусилля; R – радіус опори (сферичної п'яти); E_1 – модуль пружності матеріалу цапфи; E_2 – модуль пружності матеріалу під'ятника.

$$r_{\text{м}} = \sqrt{\frac{r_{\text{БТ}}^2 - r_{\text{К}}^2}{2 \ln \left(\frac{r_{\text{БТ}}}{r_{\text{К}}} \right)}}; a = \frac{\rho_{\text{п}} r_{\text{м}} l_{\text{Л}}}{2} z.$$

Головною метою оптимізації є створення засобу вимірювання з досконалими метрологічними та експлуатаційними характеристиками шляхом пошуку раціональних значень його внутрішніх параметрів, що забезпечують екстремум цільової функції. Для оптимізації перетворювачів витрати рідини необхідно: визначитися з критеріями оптимізації, цільовою функцією, що відображає роботу досліджуваного перетворювача, найбільш впливовими проектними параметрами цієї цільової функції, обмеженнями, в яких можуть змінюватися проектні параметри, тобто визначити початкові та граничні умови; вибрати метод оптимізації; побудувати алгоритм; розробити програмне забезпечення; здійснити оптимізаційні розрахунки [1–4, 6–9].

Серед великої кількості критеріїв оптимальності вимірювальних приладів, що визначають ефективність їх функціонування, є такі, кількісне значення котрих бажано максимізувати (надійність роботи, діапазон вимірювання витрати, швидкодія, повторюваність вимірювання тощо), та такі, котрі потрібно мінімізувати (похибка вимірювання, вплив на вимірюваний потік і на систему вимірювання природного газу загалом, вартість приладу та його експлуатації). Для практичної реалізації оптимізаційних розрахунків як цільову функцію можна застосувати вираз, що окреслює мінімальне значення відносної похибки визначення частоти обертання ЧЕ Δn_{Cl} [1].

$$\Delta n_{\text{Cl}} = \sum_{i=1}^n 100 \left(\frac{n_{\text{ид } i}(Q_i) - n_{\text{р}}(Q_i, r_{\text{Н0}}, r_{\text{БТ0}}, \beta_0, h_0, l_{\text{Л0}}, z_0)}{n_{\text{ид } i}(Q_i)} \right) P_i,$$

де P_i – ваговий коефіцієнт, що є відносним об'ємом рідини, виміряним за i -тої витрати (Q_i); $r_{\text{Н0}}, r_{\text{БТ0}}, \beta_0, h_0, l_{\text{Л0}}, z_0$ – початкові значення проектних параметрів.

Проектними параметрами є незалежні невідомі змінні, які повністю та однозначно визначають розв'язувану задачу проектування та обчислюються в процесі оптимізації.

Проектними параметрами для ТПВ слугують геометричні характеристики вимірювальної камери, що суттєво впливають на його метрологічні характеристики та на роботу загалом.

До таких геометричних параметрів перетворювача витрати відносять: товщину профілю лопатей h ;

радіальний зазор $r_k - r_n$; втулкове відношення (r_{vt}/r_n) ; кількість лопатей z ; кут встановлення лопатей β ; осьову довжину турбіни s .

Для практичної реалізації поставленого завдання актуальним є розроблення програмного забезпечення, спроможного здійснювати оптимізаційні розрахунки ТВПВ природного газу за окресленими критеріями та параметрами впливу на метрологічні характеристики приладів і вказувати шляхи їх покращення.

Програмний комплекс оптимізаційних розрахунків

Програмне забезпечення обчислювального комплексу оптимізаційних досліджень засобів вимірювання об'єму та об'ємної витрати за різних режимів експлуатації й умов застосування розроблено на підґрунті математичної моделі (2), що описує взаємодію потоку вимірюваного середовища з елементами конструкції перетворювача витрати і є логічним наповненням програмного комплексу розрахунків і дослідження турбінних вимірювальних перетворювачів витрати рідини і газу.

Обчислювальний комплекс оптимізації та дослідження швидкісних вимірювальних перетворювачів турбінного класу побудовано із використанням сучасних програмних технологій *NET Framework*, *Visual Studio ma C# (C Sharp)*.

У ході розроблення програмного забезпечення оптимізаційних розрахунків засобів вимірювання витрати природного газу використовують інтуїтивно зрозумілий інтерфейс, який є зручним і не викликає ускладнень під час опанування повного циклу роботи з програмою.

Після запуску додатку на екрані з'являється головна форма, у якій безпосередньо виконується вибір режиму оптимізації й відображається форма введення допустимих значень оптимізаційних проектних параметрів елементів конструкції й умов використання приладу (рис. 1). Для частини параметрів вимірювано-

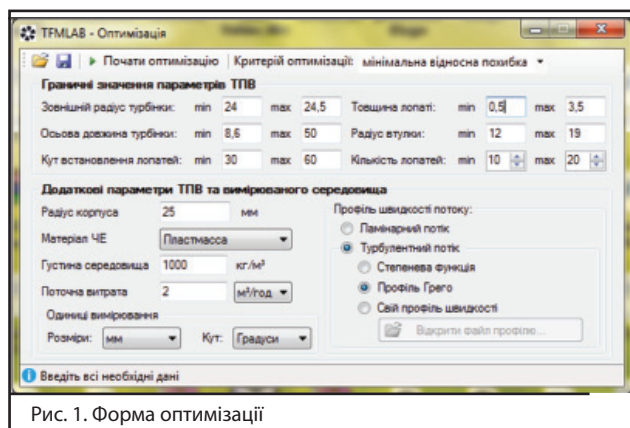


Рис. 1. Форма оптимізації

го середовища, умов вимірювання та елементів конструкції перетворювача вводимо їхні реальні значення.

Обмеження числових значень проектних оптимізаційних параметрів, що задає користувач, визначають на основі умов застосування приладу для розв'язання конкретної задачі чи комплексу задач із урахуванням конструктивних особливостей приладу.

У разі виходу за допустимі межі або введення інших некоректних даних з'являється діалогове вікно з повідомленням про помилку (рис. 2).

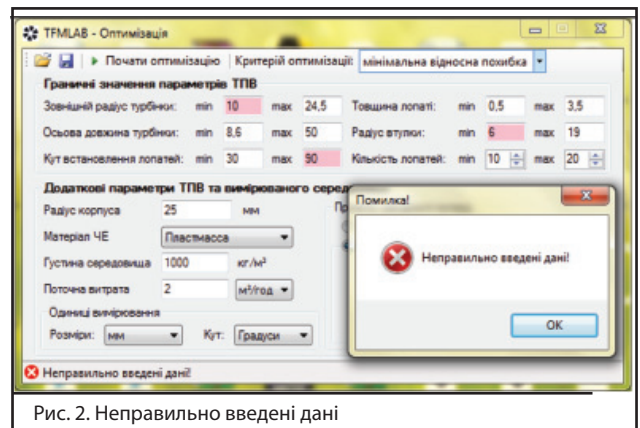


Рис. 2. Неправильно введені дані

Після спроби почати оптимізацію з наявними незаповненими полями вводу аналогічно з режимом дослідження з'являється діалогове вікно із повідомленням про необхідність ввести всі необхідні дані (рис. 3).

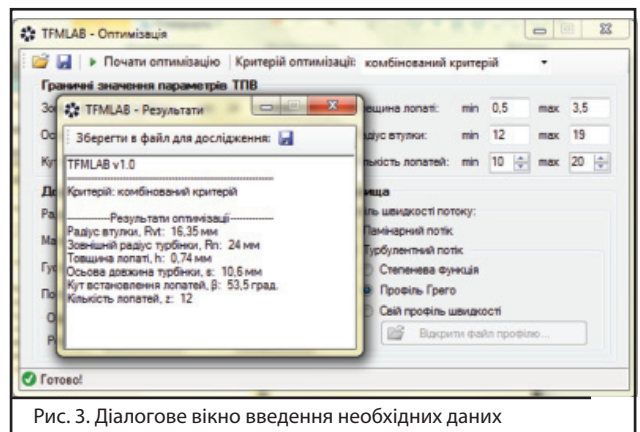


Рис. 3. Діалогове вікно введення необхідних даних

У режимі оптимізації реалізовано можливість зберігати і відкривати файли, що містять введені параметри.

Після введення всіх коректних даних натискаємо кнопку «Почати оптимізацію» – і з'являється вікно результатів (рис. 4), у якому є текстовий бокс із резуль-

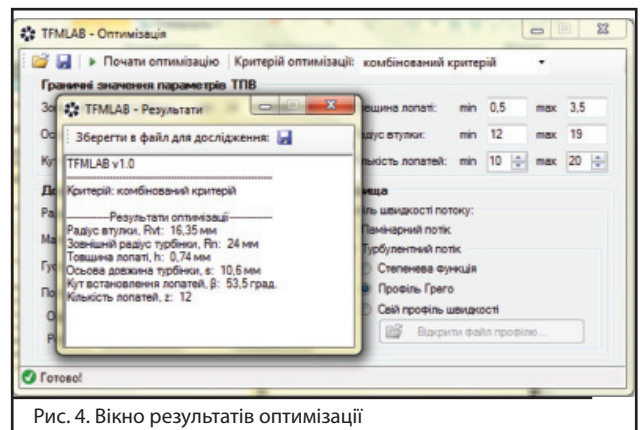


Рис. 4. Вікно результатів оптимізації

татами оптимізації та кнопка збереження результатів оптимізації. Кнопка збереження результатів оптимізації зберігає значення конструкційних параметрів перетворювача у файл дослідження для подальшого його відкриття у режимі дослідження.

Дослідження впливу неоднорідностей газових потоків з огляду на складність та трудомісткість процесів

натурних досліджень, на точність турбінних перетворювачів витрати проводили із застосуванням методів обчислювальної гідрогазодинаміки на базі програмного комплексу ANSYS CFX.

Висновки

Розроблений програмний комплекс забезпечує проведення оптимізаційних розрахунків і дає можливість досліджувати метрологічні характеристики швидкісних вимірювальних перетворювачів витрати природного газу турбінного класу різних типорозмірів і в широкому діапазоні умов їх застосування. Це дає можливість аналізувати метрологічні характеристики засобів вимірювальної техніки ще на етапі їх проекту-

вання й оцінювати вплив на них параметрів елементів конструкції і реальних умов застосування. Отримані результати сприятимуть вдосконаленню приладів вимірювання витрати і кількості рідини і газу, що сприяє підвищенню точності їх обліку.

Розглянуті питання оптимізації за визначеними критеріями дають можливість віднайти такі геометричні характеристики елементів конструкції приладів, за яких досягається максимальна певність та надійність вимірювання.

Подальші дослідження направлені на розроблення програмного комплексу оптимізації ультразвукових вимірювальних перетворювачів витрати рідини і газів за визначеними критеріями.

Список використаних джерел

1. **Писарець А.В.** Турбінні перетворювачі витрати енергоносіїв з гідродинамічним врівноважуванням чутливого елемента [Текст]: моногр. / А.В. Писарець, І.В. Коробко. – К.: Корнійчук, 2013. – 160 с.
2. **Коробко І.В.** Визначення критеріїв оптимізації та проектних параметрів турбінних перетворювачів витрат [Текст] / І.В. Коробко, А.В. Писарець // Вісн. ЖДТУ. Технічні науки. – 2006. – № 2 (37). – С. 99–104.
3. **Гришанова І.А.** Оптимізація конструктивних параметрів засобів вимірювання витрат енергоносіїв [Текст] / І.А. Гришанова // Вісн. Черкас. інж.-технолог. ін-ту: сб. тр. Междунар. науч.-техн. конф. «Приборостроение-2001». – Вінниця, 2001. – С. 57–61.
4. **Коробко І.В.** Оцінка ефективності вимірювальних перетворювачів витрати рідин і газів [Текст] / І.В. Коробко // Вісн. НТУУ «КПІ». – 2012. – Вип. 44. – С. 111–117. – (Сер. Приладобудування).
5. **Кремлевский П.П.** Расходомеры и счетчики количества вещества: справочник [Текст] / П.П. Кремлевский. – Л.: Машиностроение, 1989. – 701 с.
6. **Реклейтис Г.** Оптимизация в технике [Текст]: пер. с англ. / Г. Реклейтис, А. Рейвиндран, К. Рэгсдел. – М.: Мир, 1986. – Т. 2. – 320 с.
7. **Реклейтис Г.** Оптимизация в технике [Текст]: пер. с англ. / Г. Реклейтис, А. Рейвиндран, К. Рэгсдел. – М.: Мир, 1986. – Т. 1. – 350 с.
8. **Аоки М.** Введение в методы оптимизации [Текст]: пер. с англ. / М. Аоки. – М.: Наука, 1977. – 344 с.
9. **Коробко І.В.** Програмний комплекс розрахунків і дослідження турбінних вимірювальних перетворювачів витрати рідини та газу [Текст] / І.В. Коробко, Я.І. Могирьов, В.В. Кротеви́ч // Вісн. НТУУ «КПІ». – 2015. – Вип. 74. – С. 111–117. – (Сер. Машинобудування).

Нові правила забезпечення країн ЄС природним газом

Європейська Комісія підготувала нові пропозиції щодо заходів, які стосуються попередження газових криз і кращої координації між країнами Євросоюзу. Пропозиції змінять так звані міждержавні угоди в сфері енергетики між країнами, які є членами і не є членами ЄС, і запровадять стратегію для підвищення енергетичної безпеки шляхом доступу до ЗПГ і підземних газових сховищ. Ці пропозиції є частиною енергетичної стратегії ЄС і, як ідеться в заяві Єврокомісії, «дадуть сильний поштовх для поліпшення енергетичної безпеки і солідарності Євросоюзу». Вони також кореспондують з заявами Євросоюзу щодо шляхів боротьби зі зміною клімату, схвалених на Паризькому кліматичному саміті в кінці минулого року.

Для попередження газової кризи Комісія планує поліпшити координацію між країнами-членами ЄС і розробити правила, які будуть вимагати від країни-члена ЄС допомагати сусідній країні, якщо остання перебуває у кризовій ситуації. Відповідно до так званого принципу солідарності країна ЄС, що опинилася в небезпеці, може розраховувати на газопостачання своїх домогосподарств з відповідним сервісом, яке буде гарантоване з боку сусідніх країн ЄС.

На сьогодні природний газ покриває четверту частину потреб енергії Євросоюзу, котрий є найбільшим його імпортером у світі. Очікуване падіння власного видобутку газу впливатиме також і на обсяги його імпорту. Крім того, газ відіграє визначальну роль у супроводі переходу ЄС на низьковуглецеву енергетичну систему, оскільки він є дублюючим паливом для відновлюваної енергії, коли виробництво останньої утруднюють погодні умови.

Комісія також запропонувала підсилити так звані міждержавні енергетичні угоди між членами і не членами ЄС. Нові правила дадуть змогу вживати відповідні заходи перед підписанням таких угод, якщо, за оцінками, вони можуть негативно впливати на безпеку газопостачання іншої країни ЄС або затрудняти функціонування енергетичного ринку Євросоюзу.

Комісія окреслила також основні напрями щодо поліпшення доступу до глобального ринку ЗПГ, який швидко розвивається, і кращого використання газових сховищ усього ЄС, що дасть можливість країнам Євросоюзу, залежним від газових постачальників, диверсифікувати газопостачання, а отже, зміцнити свою енергетичну безпеку.

ЄС має великі можливості щодо поліпшення енергетичної безпеки і конкурентоспроможності завдяки позитивному розвитку глобального ринку ЗПГ. Упевненість у тому, що всі члени ЄС мають доступ до ринку зрідженого природного газу і диверсифікованих джерел постачання, є ключовою метою енергетичної стратегії ЄС. Сумарна потужність Європи з приймання ЗПГ є досить великою – зараз (на рівні 2015 р.) вона достатня для покриття близько 43 % поточних сумарних потреб. Однак істотні регіональні диспропорції щодо доступу до ЗПГ залишаються. Комісія запропонувала стратегію, яка поліпшить доступ усіх членів Євросоюзу до ЗПГ як альтернативного джерела газу. Центральними елементами цієї стратегії є спорудження стратегічної інфраструктури для формування міжнародного енергетичного ринку і визначення необхідних проектів, які покладуть кінець залежності деяких членів ЄС від одного джерела постачання.

За матеріалами http://www.lngworldnews.com/eu-proposes-new-gas-and-lng-rules/?utm_source=ema...

Метод динамічної термометрії / Method of dynamical thermal logging

© **В. М. Карпенко / V. M. Karpenko**

канд. техн. наук / Ph D Tech.

В. М. Стасенко / V. M. Stasenko

канд. техн. наук / Ph D Tech.

VStasenko@naftogaz.com

Національна акціонерна компанія «Нафтогаз України» /

National Joint-Stock Company «Naftogaz of Ukraine»

УДК / UDC 622.02

Розглянуто теоретичні засади методу термометрії в глибокій свердловині під час циркуляції бурового розчину після кріплення її відкритого стовбура обсадною колоною. В основу математичних засобів і фізичного уявлення дії геотермального фактора на простір свердловини покладено закон Стефана–Больцмана. Метод використовує експериментальні дані.

Ключові слова: метод, термометрія, глибока свердловина, геотермальний фактор, закон Стефана–Больцмана.

Рассмотрены теоретические основы метода термометрии в глубокой скважине при циркуляции бурового раствора после крепления ее открытого ствола обсадной колонной. В основу математических средств и физического представления действия геотермального фактора на пространство скважины положен закон Стефана–Больцмана. Метод использует экспериментальные данные.

Ключевые слова: метод, термометрия, глубокая скважина, геотермальный фактор, закон Стефана–Больцмана.

The theoretical basis of the method of thermal logging in a deep hole during drilling mud circulation after fixing its open bore with casing was reviewed. The Stefan–Boltzmann law is taken as foundation of mathematical calculations and physical presentations of the action of geothermal factor on the well space. The method uses experimental data.

Key words: method, thermal logging, deep wells, geothermal factor, the Stefan–Boltzmann law.

Як відомо, під час буріння надглибоких свердловин, зокрема у нафтогазовій промисловості та геотермальній енергетиці, дуже важливим аспектом є контроль температури на вибої свердловини. Замір температури гірських порід виконують у статичному режимі промивальної рідини у свердловині (метод статичної термометрії – МСТ) після тривалого часу простою свердловини для вирівнювання температур уздовж всієї її глибини. Замірювання температури на вибої свердловини в динамічному режимі промивальної рідини за різних встановлених продуктивностей бурових насосів (метод динамічної термометрії – МДТ) здійснюють із використанням вибійних безпроводних датчиків температури і тиску.

У геотермальній галузі МДТ обов'язково використовують у технології «геотермальний зонд» (ГЗ) для освоєння геотермальних ресурсів поодинокими свердловинами.

Визначення вибійної температури промивальної рідини, тобто енергоносія (е/н), проведенням МДТ потребує значно більшої кількості часу порівняно з МСТ. Але МДТ, на відміну від МСТ, надає важливу інформацію про зміну щільності теплового потоку геотермального фактора (ГТФ), що діє з боку геологічного середовища (ГС) на простір свердловини за заданих параметрів ГЗ,

The temperature control at the bottom-hole of the deep well is used in oil and gas industry and during geothermal studies.

Temperature of the rock is measured in the static regime of the drilling fluid in the well (method of the static thermal logging - MSTL) after long downtime for the well to equalize the temperatures along the well's depth.

Temperature of the bottom-hole is measured in the dynamic regime of the drilling fluid under different production levels of the mud pumps (method of the dynamical thermal logging - MDTL) with the usage of the wireless sensors of the bottom-hole temperature and pressure.

During the geothermal studies, MDTL is necessary to be used in the course of the «geothermal probe» (GP) technology usage for the development of the separate wells resources.

Estimation of the drilling fluid bottom-hole temperature (hereinafter referred to as energy carrier – e/c) by MDTL takes more days than the estimation by MSTL. But contrary to MSTL, MDTL provides the valuable information about changes in the thermal flux density of the geothermal factor (GF) which affects the well space from the side of the geological environment (GE) at the set-up parameters of the GP: geothermal gradient of rocks, well construction, thermophysical and rheological parameters and circulation

а саме: геотермального градієнта гірських порід, конструкції свердловини, теплофізичних і реологічних параметрів та режимів циркуляції е/н. Факт значної теплової дії ГТФ на е/н під час промивання і буріння глибоких свердловин на нафту і газ не пояснюється повністю законом Фур'є, згідно з яким щільність теплового потоку між горизонтальними поверхнями дорівнює $q_g = -\lambda \cdot \text{grad}(T)$, а в просторі ГС на поверхні

$$\text{обсадної колони} - q_g = \frac{2\pi\lambda}{D_c \ln\left(\frac{D_g}{D_c}\right)} (T_g - T_{e/n}), \text{Вт/м}^2,$$

де при $D_g \rightarrow \infty, q_g \rightarrow 0$, а при $D_g \rightarrow D_c, q_g \rightarrow \infty$ невизначеним залишається параметр D_g , що є основною науковою проблемою адекватності всіх моделей дії ГТФ.

Скорочення терміну проведення МДТ можливе завдяки моделюванню дії ГТФ на простір свердловини і е/н [1–5] за даними МСТ. Математичною основою існуючих моделей дії ГТФ на простір свердловини є модель теплообміну між гірськими породами, обсадною колоною (ОК), е/н у міжтрубному просторі, експлуатаційною колоною (ЕК) і е/н у просторі ЕК за законом теплопровідності Фур'є (далі математична модель – ММ ГТФ Фур'є). Ця модель передбачає контроль вхідної і вихідної температур е/н на усті свердловини і прогноз вибієної температури е/н за заданих вищезгаданих для ГЗ і довільно заданого параметра D_g .

Якщо використовувати ММ ГТФ Фур'є, то передбачається щільність теплового потоку $q_g = \lambda_g \cdot \text{grad}[T_g(L)]$, Вт/м² до 0,15 Вт/м², що обумовлює прогноз температури е/н на вибої за малих продуктивностей наземних насосів і наявності різниці вхідної $T_{\text{вх}}$ і вихідної $T_{\text{вих}}$ температур е/н на усті. У ситуації $T_{\text{вх}} = T_{\text{вих}}$ ММ ГТФ Фур'є втрачає інформативність.

Запропонований динамічний метод термометрії базується на основі теплообміну в ГЗ за законом Стефана–Больцмана, що узгоджує загальну щільність теплового потоку поверхні Землі, обумовленого інфрачервоними довгими хвилями (ІДХ) на рівні 340 Вт/м², у відкритий простір із щільністю теплового потоку в середині ГС на рівні до 0,15 Вт/м² як результат різного тепла гірських порід залежно від геостатичного тиску за законом теплопровідності Фур'є і узагальнює умови: $T_{\text{вх}} = T_{\text{вих}}, T_{\text{вх}} \neq T_{\text{вих}}$, що дає можливість визначати максимальну температуру е/н на вибої свердловини за значних продуктивностей насосів та параметри теплової енергії ГТЕУ типу ГЗ.

Фізичним уявленням роботи ГЗ є нагрівання е/н у свердловині геотермальною енергією гірських порід, що існує у вигляді локального мікрохвильового електромагнітного поля від напружених всебічним тиском атомів і молекул, коливання яких обумовлює температури Дебая і збільшення частот за глибиною ГС, швидкості акустичних хвиль і щільності теплової енергії.

Робота ГС у просторі свердловини ГЗ моделюється таким енергетичним рівнянням:

$$\begin{cases} Q_{\downarrow}(L) + Q_{\uparrow}(L) + Q_{\text{ек}}(L) + \Delta Q_{\uparrow\downarrow}(L) = \\ = \int_0^{t_{\downarrow}} N_{\downarrow}(L) dt(L) + \int_0^{t_{\uparrow}} N_{\uparrow}(L) dt(L) + \int_0^{t_{\text{ек}}} N_{\downarrow\uparrow}(L) dt(L) \end{cases}, \text{Дж}, \quad (1)$$

regimes for e/c. The fact of the prominent thermal effect of the GF on the e/c during the flushing and the drilling of deep wells for oil and gas is not fully explained by Fourier's law, according to which the density of the thermal flux between levels is equal to $q_g = -\lambda \cdot \text{grad}(T)$, and in GE on the surface of the

$$\text{casing string is equal to } q_g = \frac{2\pi\lambda}{D_c \ln\left(\frac{D_g}{D_c}\right)} (T_g - T_{e/n}), \text{Вт/м}^2,$$

whereat $D_g \rightarrow \infty, q_g \rightarrow 0$, and whereat $D_g \rightarrow D_c, q_g \rightarrow \infty$, the parameter D_g is indefinite, which is the main scientific problem for the adequacy of all GF models.

The shortening of MDTL conduction time can be resolved by building of the model for the GF effect on the well's space and e/c [1-5] according to the MSTL data. The mathematical framework of existing models for the GF effect on the well's space is the model of heat exchange between rocks, casing string (CS), e/cin shell side, production string (PS) and e/cin shell side of PS, according to the Fourier's Law of the thermal conductivity (hereinafter referred to as mathematical model–Fourier's MM of GF). The abovementioned model provides the control of the inlet and outlet temperature of e/con the wellhead and the forecast of the wellhead's temperature of e/c with set-up (abovementioned for GP) parameters during apriority of D_g parameter.

While Fourier's MM of GF is being used the density of the thermal flux is forecasted as $q_g = \lambda_g \cdot \text{grad}[T_g(L)]$, W/m² up to 0.15 W/m², and that is being used for the forecast of the e/c temperature on the well's bottomhole during low production levels of ground-based pumps and existing difference of the inlet $T_{\text{вх}}$ and outlet $T_{\text{вих}}$ of the e/c temperature on the wellhead. Fourier's MM of GF is not informative as for $T_{\text{вх}} = T_{\text{вих}}$ situation.

Dynamical method of thermal logging offered is based on the heat exchange in GP according to the Stefan–Boltzmann law, which sets the general density of the thermal flux of the Earth's surface conditioned by long infrared waves (LIRW) on the 340 W/m² to the open space with the density of the thermal flux at the middle of GE on the level of 0.15 W/m², resulted by the different levels of the rock's heat depending on the geostatic pressure according to the Fourier's law and generalizes conditions: $T_{\text{вх}} = T_{\text{вих}}, T_{\text{вх}} \neq T_{\text{вих}}$, which allows to determine the maximal temperature of e/c at the well's bottom hole in the high production levels of the pumps and the parameters of the heat energy of the geothermal energy facility of the geological probe type.

GP work is physically interpreted as the heating of e/c in the well by the rocks geothermal energy that exists as the local microwave electro-magnetic field with the intensified-pressured atoms and molecules vibrations of which cause the Debye's temperature and increase in the frequency of GE depth, the acoustic waves velocity and the density of thermal energy.

The work of GE in the well's space of GP is modelled by the following energy equation:

$$\begin{cases} Q_{\downarrow}(L) + Q_{\uparrow}(L) + Q_{\text{ек}}(L) + \Delta Q_{\uparrow\downarrow}(L) = \\ = \int_0^{t_{\downarrow}} N_{\downarrow}(L) dt(L) + \int_0^{t_{\uparrow}} N_{\uparrow}(L) dt(L) + \int_0^{t_{\text{ек}}} N_{\downarrow\uparrow}(L) dt(L) \end{cases}, \text{J}, \quad (1)$$

де $Q_{\downarrow}(L)=m_{\downarrow}(L)c\Delta T_{\downarrow}(L)$, $Q_{\uparrow}(L)=m_{\uparrow}(L)c\Delta T_{\uparrow}(L)$, $Q_{\text{ек}}(L)=m_{\text{ек}}(L)c_{\text{ек}}\Delta T_{\text{ек}}(L)$, $Q_{\downarrow\uparrow}(L)=c\Delta T_{\downarrow\uparrow}(L=0)\frac{dm}{dt}t_{\text{н}}(L)$ – накопичена теплова енергія е/н у просторах ОК–ЕК (рух вниз) і ЕК (рух вгору) матеріалом ЕК, е/н на усті, відповідно, за час циркуляції е/н у свердловині, Дж; $m_{\downarrow}(L)$, $m_{\uparrow}(L)$ – загальна маса е/н у свердловині в просторах ОК–ЕК та ЕК, кг; c – питома теплоємність е/н, Дж/(кг·°C); $N_{\downarrow}(L)=\int_0^{S_{\text{ек}}} q_{\downarrow}(L)dS(L)$ – загальна теплова потужність від ГС до е/н простору ОК–ЕК, Вт; $N_{\uparrow}(L)=\int_0^{S_{\text{ек}}} q_{\downarrow}(L)dS(L)$ – загальна теплова потужність від ГС до е/н простору ЕК, Вт; $\int_0^{t_{\downarrow}} \int_0^{S_{\text{ек}}} q_{\downarrow}(L)dS(L)dt(L)=\frac{\pi D_{\text{ек}}}{V_{\downarrow}} \sigma \varepsilon_{\downarrow} \int_0^{t_{\downarrow}} \int_0^{L_{\text{м}}} \left\{ [T_0 + T_g(L)]^4 - [T_0 + T_{\downarrow}(L)]^4 \right\} L dL$ – загальна теплова енергія, що передана ГС у простір ОК–ЕК за час $t_{\downarrow}$ руху е/н від устя до вибою, Дж;

$$\int_0^{t_{\downarrow}} \int_0^{S_{\text{ек}}} q_{\downarrow}(L)dS(L)dt(L)=\frac{\pi D_{\text{ек}}}{V_{\uparrow}} \sigma \varepsilon_{\uparrow} \int_0^{t_{\uparrow}} \int_0^{L_{\text{м}}} \left\{ \varphi_e [T_g(L)]^4 - (\varphi_e - 1) [T_{\downarrow}(L)]^4 - [T_{\uparrow}(L)]^4 \right\} L dL$$

– загальна теплова енергія, що передана ГС у простір ЕК за час $t_{\uparrow}$ руху е/н від вибою до устя, Дж; $N_{\downarrow\uparrow}(L)=\int_0^{S_{\text{ек}}} q_{\downarrow\uparrow}(L)dS(L)$ – загальна теплова потужність між е/н простору ОК–ЕК і е/н простору ЕК, Вт; $q_{\downarrow}(L)$, $q_{\uparrow}(L)$, $q_{\downarrow\uparrow}(L)$ – щільності теплових потоків від ГС на е/н в просторі ОК–ЕК і ЕК та теплової взаємодії е/н простору ОК–ЕК із е/н простору ЕК, Вт/м²; dm/dt – продуктивність насосів, кг/с; $\int_0^{t_{\downarrow}} \int_0^{S_{\text{ек}}} q_{\downarrow\uparrow}(L)dS(L)dt(L)=\pi D_{\text{ек}} \left(\frac{1}{V_{\uparrow}} + \frac{1}{V_{\downarrow}} \right) \sigma \varepsilon_{\downarrow\uparrow} \int_0^{t_{\downarrow}} \int_0^{S_{\text{ек}}} \left\{ [T_0 + T_{\uparrow}(L)]^4 - [T_0 + T_{\downarrow}(L)]^4 \right\} L dL$ – загальна теплова енергія обміну між енергоносіями крізь стінку ЕК за час $t_{\text{н}}=t_{\downarrow}+t_{\uparrow}$ перебування е/н у свердловині, Дж; $q_{\downarrow}(L)=\sigma \varepsilon_{\downarrow} \left[(T_0 + T_g(L))^4 - (T_0 + T_{\downarrow}(L))^4 \right]$ – щільність теплового потоку від ГС до е/н у просторі ОК–ЕК (прийнято, що температура ОК дорівнює температурі гірських порід), Вт/м²; $q_{\uparrow}(L)=\sigma \varepsilon_{\uparrow} \left\{ \varphi_e [T_g(L)]^4 - (\varphi_e - 1) [T_{\downarrow}(L)]^4 - [T_{\uparrow}(L)]^4 \right\}$, $\varphi_e = \frac{S_{\text{ок}}}{S_{\text{ек}}}$ – щільність теплового потоку від ГС крізь екран е/н простору ОК–ЕК до е/н із простору ЕК крізь ЕК, Вт/м²; $T_{\downarrow}(L)=T_{\downarrow 0}+L \cdot \text{grand}(T_{\downarrow})$ – температура е/н у свердловині, що рухається від устя до вибою, °C; $T_{\uparrow}(L)=T_{\uparrow \text{м}}-L \cdot \text{grand}(T_{\uparrow})$ – температура е/н у свердловині, що рухається від вибою до устя, °C; $\Delta T_{\downarrow}(L)=T_{\downarrow}(L)-T_{\downarrow 0}$ – температура нагрівання е/н у свердловині, що рухається від вибою устя до, °C; $\Delta T_{\uparrow}(L)=T_{\uparrow}(L)-T_{\uparrow 0}$ – температура охолодження е/н у свердловині, що рухається від вибою до устя, °C; $\Delta T_{\downarrow\uparrow}(L)=T_{\uparrow}(L)-T_{\downarrow}(L)$ – різниця температур е/н, який рухається вгору–вниз у свердловині, °C; $\Delta T_{\downarrow\uparrow}(L=0)=T_{\uparrow 0}(L)-T_{\downarrow 0}(L)$ – різниця між вихідною і вхідною температурами е/н на усті, °C; $m_{\text{ек}}$, $c_{\text{ек}}$ – маса і питома теплоємність ЕК відповідно, кг,

whereat $Q_{\downarrow}(L)=m_{\downarrow}(L)c\Delta T_{\downarrow}(L)$, $Q_{\uparrow}(L)=m_{\uparrow}(L)c\Delta T_{\uparrow}(L)$, $Q_{\text{ек}}(L)=m_{\text{ек}}(L)c_{\text{ек}}\Delta T_{\text{ек}}(L)$, $Q_{\downarrow\uparrow}(L)=c\Delta T_{\downarrow\uparrow}(L=0)\frac{dm}{dt}t_{\text{н}}(L)$ accumulated thermal energy of e/c in the space of CS-PS (movement downwards) and PS (movement upwards), material of PS, e/c at the wellhead, consequently for the circulation time of e/c in the well, J; $m_{\downarrow}(L)$, $m_{\uparrow}(L)$ – gross mass of e/c in the well in the spaces CS-PS and PS, kg; c – thermal mass of the e/c, J/(kg·°C); $N_{\downarrow}(L)=\int_0^{S_{\text{ек}}} q_{\downarrow}(L)dS(L)$ – total thermal power from GE to e/c in the space of CS-PS, W; $N_{\uparrow}(L)=\int_0^{S_{\text{ек}}} q_{\downarrow}(L)dS(L)$ – total thermal power from GE to e/c in the space of PS, W; $\int_0^{t_{\downarrow}} \int_0^{S_{\text{ек}}} q_{\downarrow}(L)dS(L)dt(L)=\frac{\pi D_{\text{ек}}}{V_{\downarrow}} \sigma \varepsilon_{\downarrow} \int_0^{t_{\downarrow}} \int_0^{L_{\text{м}}} \left\{ [T_0 + T_g(L)]^4 - [T_0 + T_{\downarrow}(L)]^4 \right\} L dL$ – total thermal energy, transmitted by GE to the space of CS-PS during the time $t_{\downarrow}$ of the e/c movement from the wellhead to the bottom hole, J; $N_{\downarrow\uparrow}(L)=\int_0^{S_{\text{ек}}} q_{\downarrow\uparrow}(L)dS(L)$ – total thermal power between e/c in the space of CS-PS and e/c in the space of PS, W;

$$\int_0^{t_{\downarrow}} \int_0^{S_{\text{ек}}} q_{\downarrow}(L)dS(L)dt(L)=\frac{\pi D_{\text{ек}}}{V_{\uparrow}} \sigma \varepsilon_{\uparrow} \int_0^{t_{\uparrow}} \int_0^{L_{\text{м}}} \left\{ \varphi_e [T_g(L)]^4 - (\varphi_e - 1) [T_{\downarrow}(L)]^4 - [T_{\uparrow}(L)]^4 \right\} L dL$$

– total thermal energy, transmitted by GE to the space of PS during the time $t_{\uparrow}$ of the e/c movement from the bottom hole to the wellhead, J;

$$\int_0^{t_{\downarrow}} \int_0^{S_{\text{ек}}} q_{\downarrow\uparrow}(L)dS(L)dt(L)=\pi D_{\text{ек}} \left(\frac{1}{V_{\uparrow}} + \frac{1}{V_{\downarrow}} \right) \sigma \varepsilon_{\downarrow\uparrow} \int_0^{t_{\downarrow}} \int_0^{S_{\text{ек}}} \left\{ [T_0 + T_{\uparrow}(L)]^4 - [T_0 + T_{\downarrow}(L)]^4 \right\} L dL$$

– total thermal energy of interchange through the PS baffle during the time $t_{\text{н}}=t_{\downarrow}+t_{\uparrow}$ of the e/c stay in the well, J; $q_{\downarrow}(L)$, $q_{\uparrow}(L)$, $q_{\downarrow\uparrow}(L)$ – density of the thermal fluxes from GE on e/c in the spaces of CS-PS and PS, and thermal interface of e/c of the CS-PS space with e/c of the PS space, W/m²; $q_{\downarrow}(L)=\sigma \varepsilon_{\downarrow} \left[(T_0 + T_g(L))^4 - (T_0 + T_{\downarrow}(L))^4 \right]$ – density of the thermal flux from GE to e/c in the space of CS-PS (it is accepted that the temperature of PS is equal to the temperature of rock), W/m²; dm/dt – productivity of the pumps, kg/s; $q_{\uparrow}(L)=\sigma \varepsilon_{\uparrow} \left\{ \varphi_e [T_g(L)]^4 - (\varphi_e - 1) [T_{\downarrow}(L)]^4 - [T_{\uparrow}(L)]^4 \right\}$, $\varphi_e = \frac{S_{\text{ок}}}{S_{\text{ек}}}$ – density of thermal flux from GE through baffle of e/c of the CS-PS space to e/c from the PS space through PS, W/m²; $T_{\downarrow}(L)=T_{\downarrow 0}+L \cdot \text{grand}(T_{\downarrow})$ – temperature of e/c in the well that moves from the wellhead of the well to the bottomhole, °C; $T_{\uparrow}(L)=T_{\uparrow \text{м}}-L \cdot \text{grand}(T_{\uparrow})$ – temperature of e/c in the well that moves from the bottomhole of the well to the wellhead, °C; $\Delta T_{\downarrow}(L)=T_{\downarrow}(L)-T_{\downarrow 0}$ – heating temperature of e/c in the well that moves from the bottomhole of the well to the wellhead, °C; $\Delta T_{\uparrow}(L)=T_{\uparrow}(L)-T_{\uparrow 0}$ –

Дж/(кг·°C); $\Delta T_{\uparrow m}(L = L_m) = T_{\uparrow m}(L) - T_{\downarrow m}(L) = 0$ – різниця температур е/н на вибої, °C; $m_{ek}(L) = \rho_{ek} w_{ek}(L)$ – маса ЕК, кг; $w_{ek}(L) = \frac{\pi}{4}(D_{ek}^2 - d_{ek}^2)L$ – об'єм ЕК, м³; ρ_{ek} – щільність матеріалу ЕК, кг/м³; $t_{\uparrow} = t_{\downarrow} + t_{\uparrow}$ – загальний час нагрівання е/н за продуктивності $\frac{dm}{dt}$, який рухається у просторі ОК–ЕК від устя до вибою за час $t_{\downarrow}$ і від вибою до устя у просторі ЕК за час $t_{\uparrow}$, с, де $t_{\downarrow} = f\left(\frac{dm}{dt}\right)$ і $t_{\uparrow} = f\left(\frac{dm}{dt}\right)$, $t_{\downarrow} = \frac{L}{V_{\downarrow}}$, $V_{\downarrow} = \frac{dm/dt}{\rho s_{\downarrow}}$, $t_{\uparrow} = \frac{L}{V_{\uparrow}}$, $V_{\uparrow} = \frac{dm/dt}{\rho s_{\uparrow}}$, $s_{\uparrow} = \frac{\pi}{4}d_{ek}^2$, $s_{\downarrow} = \frac{\pi}{4}(d_{ok}^2 - D_{ek}^2)$, D_{ok} , d_{ok} , D_{ek} , d_{ek} – зовнішній і внутрішній діаметр ОК та ЕК відповідно, м; ρ – густина е/н, кг/м³; $W_{ok} = 0,25\pi(d_{ok}^2 - D_{ek}^2)L$, $W_{ek} = 0,25\pi d_{ek}^2 L$ – об'єми просторів ОК–ЕК і ЕК, визначені через діаметри d_{ok} , D_{ek} , d_{ek} і глибину свердловини L відповідно, м²; $m_{\uparrow}(L) = \rho W_{ok}(L)$ – маса е/н у просторі ОК–ЕК, кг; $m_{\uparrow}(L) = \rho W_{ek}(L)$ – маса е/н у просторі ЕК, кг; $\varepsilon_{\downarrow} = \frac{\varepsilon_{ok} \varepsilon_g}{\varepsilon_g + \varphi_{\downarrow} \varepsilon_{ok}(1 - \varepsilon_g)}$, $\varphi_{\downarrow} = \frac{S_{ok}}{S_g} = 1$ – загальний коефіцієнт чорноти ГС– ε_g і ОК– ε_{ok} ; $S_{ok} = \pi D_{ok} L$ – площа теплообміну між ГС і ОК, м²; $T_0 = 273,15$ K, $T_g(L) = T_{g0} + L \cdot \text{grad}(T_g)$, °C – абсолютна (за шкалою Кельвіна) і відносна (за шкалою Цельсія) температури ГС; $\sigma = 5,67032 \cdot 10^{-8}$ – стала Стефана–Больцмана, Вт/(м²·К⁴); $S_{ek} = \pi D_{ek} L$ – площа теплообміну між е/н ОК–ЕК і е/н ОК, м²;

$$\varepsilon_{\uparrow} = \frac{1}{\left[\frac{1}{\varepsilon_{\downarrow\uparrow}} + \varphi_{\uparrow} \left(\frac{1}{\varepsilon_{ok}} - 1 \right) + \frac{1}{\varepsilon_{ok}} + \varphi_{\downarrow} \left(\frac{1}{\varepsilon_g} - 1 \right) \right]}, \varphi_{\uparrow} = \frac{S_{ek}}{S_g}$$

– загальний коефіцієнт чорноти системи ГС–ОК–ЕК; $\varepsilon_{\downarrow\uparrow}$ – загальний коефіцієнт чорноти ЕК разом із термоізоляцією; $q_{\downarrow\uparrow}(L) = \sigma \varepsilon_{\downarrow\uparrow} \left\{ [T_{\uparrow}(L)]^4 - [T_{\downarrow}(L)]^4 \right\}$ – щільність теплового потоку між е/н простору ОК–ЕК і е/н простору ЕК крізь стінку ЕК, Вт/м²;

$$\varepsilon_{\downarrow\uparrow} = \frac{\varepsilon_{ek} \varepsilon_i}{\varepsilon_i + \varphi_{\downarrow\uparrow} \varepsilon_{ek}(1 - \varepsilon_i)}, \varphi_{\downarrow\uparrow} = \frac{S_{ek}}{S_i} = 1, \varepsilon_{ek}, \varepsilon_i$$

– коефіцієнти чорноти сталі та термоізоляції ЕК відповідно.

Інтеграли тепла з заміною $t = L/V$ мають такі визначення:

$$\frac{\pi D_{ok}}{V_{\downarrow}} \sigma \varepsilon_{\downarrow\uparrow} \int_0^{L_g} \left\{ [T_0 + T_{g0} + L \cdot \text{grad}(T_g)]^4 - [T_0 + T_{\downarrow 0} + L \cdot \text{grad}(T_{\downarrow})]^4 \right\} L dL =$$

$$= \left\{ \begin{array}{l} T_0 + T_{g0} = a_g \\ \text{grad}(T_g) = b_g \\ T_0 + T_{\downarrow 0} = a_{\downarrow} \\ \text{grad}(T_{\downarrow}) = b_{\downarrow} \end{array} \right\} = \frac{\pi D_{ok}}{V_{\downarrow}} \sigma \varepsilon_{\downarrow\uparrow} \left\{ \begin{array}{l} \frac{1}{2}(a_g^4 - a_{\downarrow}^4)L_m^2 + \frac{4}{3}(a_g^3 b_g - a_{\downarrow}^3 b_{\downarrow})L_m + \frac{6}{4}(a_g^2 b_g^2 - a_{\downarrow}^2 b_{\downarrow}^2)L_m^2 + \\ + \frac{12}{15}(a_g b_g^3 - a_{\downarrow} b_{\downarrow}^3)L_m^3 + \frac{1}{6}(b_g^4 - b_{\downarrow}^4)L_m^4 \end{array} \right\},$$

Дж;

$$\frac{\pi D_{ek}}{V_{\uparrow}} \sigma \varepsilon_{\uparrow} \int_0^{L_g} \left\{ \begin{array}{l} \varphi_{\uparrow} [T_0 + T_{g0} + L \cdot \text{grad}(T_g)]^4 - \\ - (\varphi_{\downarrow} - 1) [T_0 + T_{\downarrow 0} + L \cdot \text{grad}(T_{\downarrow})]^4 - \\ - [T_0 + T_{\uparrow 0} + L \cdot \text{grad}(T_{\uparrow})]^4 \end{array} \right\} L dL =$$

$$= \left\{ \begin{array}{l} T_0 + T_{g0} = a_g \\ \text{grad}(T_g) = b_g \\ T_0 + T_{\uparrow 0} = a_{\uparrow} \\ \text{grad}(T_{\uparrow}) = b_{\uparrow} \\ T_0 + T_{\downarrow 0} = a_{\downarrow} \\ \text{grad}(T_{\downarrow}) = b_{\downarrow} \end{array} \right\} =$$

$$= \frac{\pi D_{ek}}{V_{\uparrow}} \sigma \varepsilon_{\uparrow} \left\{ \begin{array}{l} \frac{1}{2}(\varphi_{\uparrow} a_g^4 - (\varphi_{\downarrow} - 1) a_{\downarrow}^4 - a_{\uparrow}^4)L_m^2 + \frac{4}{3}(\varphi_{\uparrow} a_g^3 b_g - (\varphi_{\downarrow} - 1) a_{\downarrow}^3 b_{\downarrow} - a_{\uparrow}^3 b_{\uparrow})L_m + \\ + \frac{6}{4}(\varphi_{\uparrow} a_g^2 b_g^2 - (\varphi_{\downarrow} - 1) a_{\downarrow}^2 b_{\downarrow}^2 - a_{\uparrow}^2 b_{\uparrow}^2)L_m^2 + \\ + \frac{12}{15}(\varphi_{\uparrow} a_g b_g^3 - (\varphi_{\downarrow} - 1) a_{\downarrow} b_{\downarrow}^3 - a_{\uparrow} b_{\uparrow}^3)L_m^3 + \frac{1}{6}(\varphi_{\uparrow} b_g^4 - (\varphi_{\downarrow} - 1) b_{\downarrow}^4 - b_{\uparrow}^4)L_m^4 \end{array} \right\},$$

Дж;

cooling temperature of e/c in the well that moves from the wellhead to the bottomhole of the well, °C; $\Delta T_{\downarrow}(L) = T_{\uparrow}(L) - T_{\downarrow}(L)$ – temperatures difference of the e/c that moves up-down in the well, °C; $\Delta T_{\downarrow}(L = 0) = T_{\uparrow 0}(L) - T_{\downarrow 0}(L)$ – difference between inlet and outlet temperatures of e/c at the wellhead, °C; $\Delta T_{\uparrow m}(L = L_m) = T_{\uparrow m}(L) - T_{\downarrow m}(L) = 0$ – temperatures difference of e/c at the bottomhole of well, °C; m_{ek} , c_{ek} – mass and specific heat of PS, respectively, kg, J/(kg·°C); $m_{ek}(L) = \rho_{ek} w_{ek}(L)$ – mass of PS, kg, $w_{ek}(L) = \frac{\pi}{4}(D_{ek}^2 - d_{ek}^2)L$ – volume of PS, m³; ρ_{ek} – density of the PS material, kg/m³; $t_{\uparrow} = t_{\downarrow} + t_{\uparrow}$ – total time of the e/c heating that moves in the CS-PS space from the bottomhole of the well to the wellhead, providing $\frac{dm}{dt}$ productivity, during time $t_{\downarrow}$ and from the bottomhole of the well to the wellhead in the space of PS during time $t_{\uparrow}$, c, whereatand, $t_{\downarrow} = f\left(\frac{dm}{dt}\right)$ і $t_{\uparrow} = f\left(\frac{dm}{dt}\right)$, $t_{\downarrow} = \frac{L}{V_{\downarrow}}$, $V_{\downarrow} = \frac{dm/dt}{\rho s_{\downarrow}}$, $t_{\uparrow} = \frac{L}{V_{\uparrow}}$, $V_{\uparrow} = \frac{dm/dt}{\rho s_{\uparrow}}$, $s_{\uparrow} = \frac{\pi}{4}d_{ek}^2$, $s_{\downarrow} = \frac{\pi}{4}(d_{ok}^2 - D_{ek}^2)$, D_{ok} , d_{ok} , D_{ek} , d_{ek} – external and internal diameter of CS, PS respectively, m, density of e/c, kg/m³; $W_{ok} = 0,25\pi(d_{ok}^2 - D_{ek}^2)L$, $W_{ek} = 0,25\pi d_{ek}^2 L$ – volumes of the CS-PS and PS spaces, determined through diameters d_{ok} , D_{ek} , d_{ek} and the depth of well, respectively, m²; $m_{\uparrow}(L) = \rho W_{ok}(L)$ – mass of e/c in the CS-PS space, kg; $m_{\uparrow}(L) = \rho W_{ek}(L)$ – mass of e/c in the PS space, kg;

$$\varepsilon_{\downarrow} = \frac{\varepsilon_{ok} \varepsilon_g}{\varepsilon_g + \varphi_{\downarrow} \varepsilon_{ok}(1 - \varepsilon_g)}, \varphi_{\downarrow} = \frac{S_{ok}}{S_g} = 1$$

– gross coefficient of the GE emissivity – ε_g and CS ε_{ok} ; $T_0 = 273,15$ K, $T_g(L) = T_{g0} + L \cdot \text{grad}(T_g)$, °C – absolute (according to the Kelvin scale) and relative (according to the Celsius scale) temperature of GE; $S_{ok} = \pi D_{ok} L$ – space of the heat interface between GE and CS, m²; $\sigma = 5,67032 \cdot 10^{-8}$ – constant of Stefan-Boltzmann, W/(m²·K⁴); $S_{ek} = \pi D_{ek} L$ – space of the heat interface between the CS-PS e/c and the PS e/c, m²;

$$\varepsilon_{\uparrow} = \left[\frac{1}{\varepsilon_{\downarrow\uparrow}} + \varphi_{\uparrow} \left(\frac{1}{\varepsilon_{ok}} - 1 \right) + \frac{1}{\varepsilon_{ok}} + \varphi_{\downarrow} \left(\frac{1}{\varepsilon_g} - 1 \right) \right]^{-1}, \varphi_{\uparrow} = \frac{S_{ek}}{S_g}$$

– gross coefficient of the GE-CS-PS system emissivity; $\varepsilon_{\downarrow\uparrow}$ – gross coefficient of PS emissivity including thermal insulation; $q_{\downarrow\uparrow}(L) = \sigma \varepsilon_{\downarrow\uparrow} \left\{ [T_{\uparrow}(L)]^4 - [T_{\downarrow}(L)]^4 \right\}$ – density of the thermal flux between the e/c of the CS-PS space and the e/c of the PS space through baffle of PS, W/m²; $\varepsilon_{\downarrow\uparrow} = \frac{\varepsilon_{ek} \varepsilon_i}{\varepsilon_i + \varphi_{\downarrow\uparrow} \varepsilon_{ek}(1 - \varepsilon_i)}$, $\varphi_{\downarrow\uparrow} = \frac{S_{ek}}{S_i} = 1$, ε_{ek} , ε_i – coefficients of steel emissivity and the thermal insulation of PS, respectively.

Heat integrals, under a substitution $t = L/V$, will be characterized as following:

$$\frac{\pi D_{ok}}{V_{\downarrow}} \sigma \varepsilon_{\downarrow\uparrow} \int_0^{L_g} \left\{ [T_0 + T_{g0} + L \cdot \text{grad}(T_g)]^4 - [T_0 + T_{\downarrow 0} + L \cdot \text{grad}(T_{\downarrow})]^4 \right\} L dL =$$

$$= \left\{ \begin{array}{l} T_0 + T_{g0} = a_g \\ \text{grad}(T_g) = b_g \\ T_0 + T_{\downarrow 0} = a_{\downarrow} \\ \text{grad}(T_{\downarrow}) = b_{\downarrow} \end{array} \right\} = \frac{\pi D_{ok}}{V_{\downarrow}} \sigma \varepsilon_{\downarrow\uparrow} \left\{ \begin{array}{l} \frac{1}{2}(a_g^4 - a_{\downarrow}^4)L_m^2 + \frac{4}{3}(a_g^3 b_g - a_{\downarrow}^3 b_{\downarrow})L_m + \frac{6}{4}(a_g^2 b_g^2 - a_{\downarrow}^2 b_{\downarrow}^2)L_m^2 + \\ + \frac{12}{15}(a_g b_g^3 - a_{\downarrow} b_{\downarrow}^3)L_m^3 + \frac{1}{6}(b_g^4 - b_{\downarrow}^4)L_m^4 \end{array} \right\},$$

J;

$$\pi D_{\text{ex}} \left(\frac{1}{V_{\uparrow}} + \frac{1}{V_{\downarrow}} \right) \sigma \varepsilon_{\uparrow} \int_0^{L_m} \left[\frac{T_0 + T_{\uparrow 0} + L \cdot \text{grad}(T_{\uparrow})}{- [T_0 + T_{\downarrow 0} + L \cdot \text{grad}(T_{\downarrow})]^4} - \right] L dL =$$

$$= \pi D_{\text{ex}} \left(\frac{1}{V_{\uparrow}} + \frac{1}{V_{\downarrow}} \right) \sigma \varepsilon_{\uparrow} \left\{ \frac{1}{2} (a_{\uparrow}^4 - a_{\downarrow}^4) L_m^3 + \frac{4}{3} (a_{\uparrow}^3 b_{\uparrow} - b_{\downarrow} a_{\downarrow}^3) L_m^4 + \frac{6}{4} (a_{\uparrow}^2 b_{\uparrow}^2 - a_{\downarrow}^2 b_{\downarrow}^2) L_m^5 + \right.$$

$$\left. + \frac{12}{15} (a_{\uparrow} b_{\uparrow}^3 - a_{\downarrow} b_{\downarrow}^3) L_m^6 + \frac{1}{6} (b_{\uparrow}^4 - b_{\downarrow}^4) L_m^7 \right\},$$

Дж.

Оскільки рівняння (1) сьомого ступеня, то аналітичне розв'язання має суттєві труднощі. Для заданої точності розв'язання рівняння (1) можливе ітераційним методом із використанням програмної системи Mat Lab.

Розглянемо аналітичне розв'язання рівняння (1) для середніх значень температур, що визначаються за рівняннями системи (2) і які в графічному вигляді наведено на рис. 1.

$$\left\{ \begin{array}{l} \tilde{T}_g = 0,5(T_g + T_{g0}) - \text{середня температура ГС;} \\ \tilde{T}_{\uparrow} = 0,5(T_m - T_{\uparrow 0}) - \text{середня температура охолодження е/н в ЕК;} \\ \tilde{T}_{\downarrow} = 0,5(T_m - T_{\downarrow 0}) - \text{середня температура нагрівання е/н в ОК-ЕК;} \\ \Delta \tilde{T}_{\uparrow \downarrow} = 0,5(T_{\uparrow 0} - T_{\downarrow 0}) - \text{середня температура теплового навантаження ГЗ;} \\ \Delta \tilde{T}_{\text{ек}} = 0,5[T_m - 0,5(T_{\uparrow 0} + T_{\downarrow 0})] - \text{середня температура охолодження ЕК;} \\ \tilde{T}_{\downarrow m} = 0,5(T_m + T_{\downarrow 0}) - \text{середня температура нагрітого е/н ОК-ЕК;} \\ \tilde{T}_{\uparrow m} = 0,5(T_m + T_{\uparrow 0}) - \text{середня температура нагрітого е/н ЕК.} \end{array} \right. , (2)$$

Тоді рівняння (1) можна представити рівнянням четвертого ступеня відносно невідомих параметрів:

$$\text{grad}(T_{\uparrow}) = b_{\uparrow}, \text{grad}(T_{\downarrow}) = b_{\downarrow} \text{ або } \tilde{T}_{\uparrow m}, \tilde{T}_{\downarrow m}.$$

$$\tilde{Q}_{\downarrow}(L) + \tilde{Q}_{\uparrow}(L) + \tilde{Q}_{\text{ек}}(L) + \Delta \tilde{Q}_{\uparrow \downarrow}(L) = \tilde{N}_{\downarrow}(L) t_{\downarrow} + \tilde{N}_{\uparrow}(L) t_{\uparrow} + \tilde{N}_{\downarrow \uparrow}(L) t_{\text{н}}, \text{ Дж, } (3)$$

$$\text{де } \tilde{Q}_{\downarrow}(L) = m_{\downarrow}(L) c \tilde{T}_{\downarrow}, \tilde{Q}_{\uparrow}(L) = m_{\uparrow}(L) c \tilde{T}_{\uparrow}, \tilde{Q}_{\text{ек}}(L) = m_{\text{ек}}(L) c_{\text{ек}} \Delta \tilde{T}_{\text{ек}}(L),$$

$$\frac{\pi D_{\text{ex}}}{V_{\uparrow}} \sigma \varepsilon_{\uparrow} \int_0^{L_m} \left[\frac{\varphi_e [T_0 + T_{g0} + L \cdot \text{grad}(T_g)]^4 -}{- (\varphi_e - 1) [T_0 + T_{\downarrow 0} + L \cdot \text{grad}(T_{\downarrow})]^4} - \right] L dL = \left\{ \begin{array}{l} T_0 + T_{g0} = a_g \\ \text{grad}(T_g) = b_g \\ T_0 + T_{\uparrow 0} = a_{\uparrow} \\ \text{grad}(T_{\uparrow}) = b_{\uparrow} \\ T_0 + T_{\downarrow 0} = a_{\downarrow} \\ \text{grad}(T_{\downarrow}) = b_{\downarrow} \end{array} \right. =$$

$$= \frac{\pi D_{\text{ex}}}{V_{\uparrow}} \sigma \varepsilon_{\uparrow} \left\{ \frac{1}{2} (\varphi_e a_g^4 - (\varphi_e - 1) a_{\uparrow}^4 - a_{\downarrow}^4) L_m^3 + \frac{4}{3} (\varphi_e a_g^3 b_g - (\varphi_e - 1) b_{\uparrow} a_{\uparrow}^3 - b_{\downarrow} a_{\downarrow}^3) L_m^4 + \right.$$

$$\left. + \frac{6}{4} (\varphi_e a_g^2 b_g^2 - (\varphi_e - 1) a_{\uparrow}^2 b_{\uparrow}^2 - a_{\downarrow}^2 b_{\downarrow}^2) L_m^5 + \right.$$

$$\left. + \frac{12}{15} (\varphi_e a_g b_g^3 - (\varphi_e - 1) a_{\uparrow} b_{\uparrow}^3 - a_{\downarrow} b_{\downarrow}^3) L_m^6 + \frac{1}{6} (\varphi_e b_g^4 - (\varphi_e - 1) b_{\uparrow}^4 - b_{\downarrow}^4) L_m^7 \right\},$$

Ж;

$$\pi D_{\text{ex}} \left(\frac{1}{V_{\uparrow}} + \frac{1}{V_{\downarrow}} \right) \sigma \varepsilon_{\uparrow} \int_0^{L_m} \left[\frac{T_0 + T_{\uparrow 0} + L \cdot \text{grad}(T_{\uparrow})}{- [T_0 + T_{\downarrow 0} + L \cdot \text{grad}(T_{\downarrow})]^4} - \right] L dL =$$

$$= \pi D_{\text{ex}} \left(\frac{1}{V_{\uparrow}} + \frac{1}{V_{\downarrow}} \right) \sigma \varepsilon_{\uparrow} \left\{ \frac{1}{2} (a_{\uparrow}^4 - a_{\downarrow}^4) L_m^3 + \frac{4}{3} (a_{\uparrow}^3 b_{\uparrow} - b_{\downarrow} a_{\downarrow}^3) L_m^4 + \frac{6}{4} (a_{\uparrow}^2 b_{\uparrow}^2 - a_{\downarrow}^2 b_{\downarrow}^2) L_m^5 + \right.$$

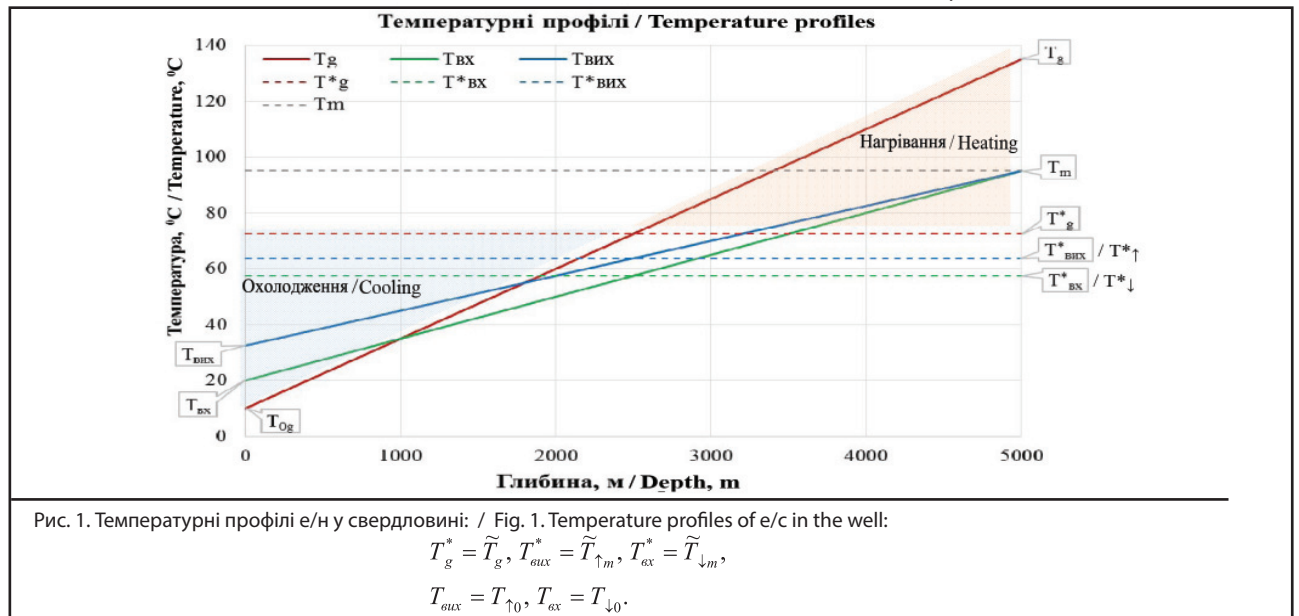
$$\left. + \frac{12}{15} (a_{\uparrow} b_{\uparrow}^3 - a_{\downarrow} b_{\downarrow}^3) L_m^6 + \frac{1}{6} (b_{\uparrow}^4 - b_{\downarrow}^4) L_m^7 \right\},$$

З.

The equation (1) is hard to be solved analytically as one that has the 7degree. For the precision fixed, solution of the equation (1) is possible through iteration method with the usage of the software Mat Lab system.

Let's consider analytical solution of the equation (1) for the average values of the temperatures which can be determined for the initial and boundary conditions as indicated on picture 1, through equations of the system (2).

$$\left\{ \begin{array}{l} \tilde{T}_g = 0,5(T_g + T_{g0}) - \text{the average temperature GE;} \\ \tilde{T}_{\uparrow} = 0,5(T_m - T_{\uparrow 0}) - \text{the average temperature is cooling e/c space PS;} \\ \tilde{T}_{\downarrow} = 0,5(T_m - T_{\downarrow 0}) - \text{the average temperature is heating e/c in the space of CS-PS;} \\ \Delta \tilde{T}_{\uparrow \downarrow} = 0,5(T_{\uparrow 0} - T_{\downarrow 0}) - \text{the average temperature of the thermal load GP;} \\ \Delta \tilde{T}_{\text{ек}} = 0,5[T_m - 0,5(T_{\uparrow 0} + T_{\downarrow 0})] - \text{the average temperature in cooling PS;} \\ \tilde{T}_{\downarrow m} = 0,5(T_m + T_{\downarrow 0}) - \text{the average temperature in cooling PS;} \\ \tilde{T}_{\uparrow m} = 0,5(T_m + T_{\uparrow 0}) - \text{the average temperature is heating e/c space PS.} \end{array} \right. , (2)$$



$$\tilde{Q}_{\uparrow\downarrow}(L)=c\Delta\tilde{T}_{\uparrow\downarrow}(L=0)\frac{dm}{dt}t_{\text{н}}(L);$$

$$\tilde{N}_{\downarrow}(L)\int_0^{t_{\text{н}}}(L)dt(L)=\frac{\pi D_{\text{ок}}}{V_{\downarrow}}\sigma\varepsilon_{\downarrow}\int_0^{L_m}\left[(T_0+\tilde{T}_g)^4\int_0^{L_m}LdL-\int_0^{L_m}(T_0+\tilde{T}_{\downarrow m})^4LdL\right]dL=$$

$$=\frac{\pi D_{\text{ок}}}{2V_{\downarrow}}\sigma\varepsilon_{\downarrow}\left[(T_0+\tilde{T}_g)^4-(T_0+\tilde{T}_{\downarrow m})^4\right]L_m^3$$

– загальна теплова енергія, що передана ГС із середньою температурою $\tilde{T}_g$ у простір ОК–ЕК, де е/н нагрівається до середньої температури $\tilde{T}_{\downarrow}$ за час руху е/н від устя до вибою, Дж;

$$\tilde{N}_{\uparrow}(L)\int_0^{t_{\text{н}}}(L)dt(L)=\frac{\pi D_{\text{ек}}}{V_{\uparrow}}\sigma\varepsilon_{\uparrow}\int_0^{L_m}\left\{\varphi_{\text{е}}[T_0+\tilde{T}_g]^4-(\varphi_{\text{е}}-1)[T_0+\tilde{T}_{\downarrow m}]^4-[T_0+\tilde{T}_{\uparrow m}]^4\right\}LdL=$$

$$=\frac{\pi D_{\text{ек}}}{2V_{\uparrow}}\sigma\varepsilon_{\uparrow}\left\{\varphi_{\text{е}}[T_0+\tilde{T}_g]^4-(\varphi_{\text{е}}-1)[T_0+\tilde{T}_{\downarrow m}]^4-[T_0+\tilde{T}_{\uparrow m}]^4\right\}L_m^3$$

– загальна теплова енергія, що передана ГС із середньою температурою $\tilde{T}_g$ до е/н, що нагрівається до середньої температури $\tilde{T}_{\uparrow}$ простору ЕК крізь екран простору ОК–ЕК за час руху е/н від вибою до устя, Дж;

$$\tilde{N}_{\downarrow\uparrow}(L)\int_0^{t_{\text{н}}}(L)dt(L)=\frac{\pi D_{\text{ек}}}{V_{\uparrow}}\sigma\varepsilon_{\uparrow}\int_0^{L_m}\left\{\left[T_0+\tilde{T}_{\uparrow m}\right]^4-\left[T_0+\tilde{T}_{\downarrow m}\right]^4\right\}LdL=$$

$$=\frac{\pi D_{\text{ек}}}{2V_{\uparrow}}\sigma\varepsilon_{\uparrow}\left\{\left[T_0+\tilde{T}_{\uparrow m}\right]^4-\left[T_0+\tilde{T}_{\downarrow m}\right]^4\right\}L_m^3$$

– загальна різниця теплової енергії між енергоносійми просторів ОК–ЕК і ЕК за час перебування е/н у свердловині, що виникає внаслідок відбору тепла на усті, Дж.

Для умови: $T_{\uparrow}(L)=T_{\downarrow}(L)$, коли $\Delta Q_{\uparrow\downarrow}(L)=0$, $\tilde{N}_{\downarrow\uparrow}(L)=0$, рівняння (3) має вигляд

$$\left[\tilde{T}_{\downarrow m}+T_0\right]^4+A(\tilde{T}_{\downarrow}+T_0)-B=0, \text{ Дж}, \quad (4)$$

$$\text{де } A=\frac{2\left[m_{\downarrow}(L)c+m_{\uparrow}(L)c+m_{\text{ек}}(L)c_{\text{ек}}\right]}{\pi\sigma L_m^3\left[\frac{D_{\text{ок}}}{V_{\downarrow}}\varepsilon_{\downarrow}+\frac{D_{\text{ек}}}{V_{\uparrow}}\varepsilon_{\uparrow}\varphi_{\text{е}}\right]}, B=\left[T_0+\tilde{T}_g\right]^4+AT_0$$

– відомі коефіцієнти рівняння; $T_m=2(\tilde{T}_{\downarrow m}+T_0)-2T_0-T_{\uparrow 0}$
– шукана температура е/н на вибої, °С.

Із рівняння (4) визначаємо максимальну температуру е/н на вибої у свердловині за різних продуктивностей насосів і відомих сталих температур е/н на усті, тобто

Then equation (1) can be considered as equation of the 4 degree in the unknown parameters: $(T_{\uparrow})=b_{\uparrow}$, $\text{grad}(T_{\downarrow})=b_{\downarrow}$ or $\tilde{T}_{\uparrow m}, \tilde{T}_{\downarrow m}$.

$$\tilde{Q}_{\downarrow}(L)+\tilde{Q}_{\uparrow}(L)+\tilde{Q}_{\text{ек}}(L)+\Delta\tilde{Q}_{\uparrow\downarrow}(L)=\tilde{N}_{\downarrow}(L)t_{\text{н}}+\tilde{N}_{\uparrow}(L)t_{\text{н}}+\tilde{N}_{\downarrow\uparrow}(L)t_{\text{н}}, J, \quad (3)$$

whereat $\tilde{Q}_{\downarrow}(L)=m_{\downarrow}(L)c\tilde{T}_{\downarrow}$, $\tilde{Q}_{\uparrow}(L)=m_{\uparrow}(L)c\tilde{T}_{\uparrow}$, $\tilde{Q}_{\text{ек}}(L)=m_{\text{ек}}(L)c_{\text{ек}}\Delta\tilde{T}_{\text{ек}}(L)$,

$$\tilde{Q}_{\uparrow\downarrow}(L)=c\Delta\tilde{T}_{\uparrow\downarrow}(L=0)\frac{dm}{dt}t_{\text{н}}(L);$$

$$\tilde{N}_{\downarrow}(L)\int_0^{t_{\text{н}}}(L)dt(L)=\frac{\pi D_{\text{ок}}}{V_{\downarrow}}\sigma\varepsilon_{\downarrow}\int_0^{L_m}\left[(T_0+\tilde{T}_g)^4\int_0^{L_m}LdL-\int_0^{L_m}(T_0+\tilde{T}_{\downarrow m})^4LdL\right]dL=$$

$$=\frac{\pi D_{\text{ок}}}{2V_{\downarrow}}\sigma\varepsilon_{\downarrow}\left[(T_0+\tilde{T}_g)^4-(T_0+\tilde{T}_{\downarrow m})^4\right]L_m^3$$

– total thermal energy transmitted by GE with the average temperature $\tilde{T}_g$ to the CS-PS space, where e/c is being heated to the average temperature $\tilde{T}_{\downarrow}$ during a period of the e/c movement from the wellhead to the bottomhole of the well, J;

$$\tilde{N}_{\uparrow}(L)\int_0^{t_{\text{н}}}(L)dt(L)=\frac{\pi D_{\text{ек}}}{V_{\uparrow}}\sigma\varepsilon_{\uparrow}\int_0^{L_m}\left\{\varphi_{\text{е}}[T_0+\tilde{T}_g]^4-(\varphi_{\text{е}}-1)[T_0+\tilde{T}_{\downarrow m}]^4-[T_0+\tilde{T}_{\uparrow m}]^4\right\}LdL=$$

$$=\frac{\pi D_{\text{ек}}}{2V_{\uparrow}}\sigma\varepsilon_{\uparrow}\left\{\varphi_{\text{е}}[T_0+\tilde{T}_g]^4-(\varphi_{\text{е}}-1)[T_0+\tilde{T}_{\downarrow m}]^4-[T_0+\tilde{T}_{\uparrow m}]^4\right\}L_m^3$$

– total thermal energy transmitted by GE with the average temperature $\tilde{T}_g$ to e/c which is being heated to the average temperature $\tilde{T}_{\downarrow}$, of the PS space through a baffle of the CS-PS space during a period of the e/c movement from the bottomhole of the well to the wellhead, J;

$$\tilde{N}_{\downarrow\uparrow}(L)\int_0^{t_{\text{н}}}(L)dt(L)=\frac{\pi D_{\text{ек}}}{V_{\uparrow}}\sigma\varepsilon_{\uparrow}\int_0^{L_m}\left\{\left[T_0+\tilde{T}_{\uparrow m}\right]^4-\left[T_0+\tilde{T}_{\downarrow m}\right]^4\right\}LdL=$$

$$=\frac{\pi D_{\text{ек}}}{2V_{\uparrow}}\sigma\varepsilon_{\uparrow}\left\{\left[T_0+\tilde{T}_{\uparrow m}\right]^4-\left[T_0+\tilde{T}_{\downarrow m}\right]^4\right\}L_m^3$$

– total difference of the thermal energy between energy carriers of the CS-PS and PS spaces for the time of the e/c stay in the well which is caused by heat extraction at the wellhead, J.

For condition: $T_{\uparrow}(L)=T_{\downarrow}(L)$ whereat $\Delta Q_{\uparrow\downarrow}(L)=0$, $\tilde{N}_{\downarrow\uparrow}(L)=0$, equation (2) will be the following

$$\left[\tilde{T}_{\downarrow m}+T_0\right]^4+A(\tilde{T}_{\downarrow}+T_0)-B=0, J, \quad (4)$$

whereat

$$A=\frac{2\left[m_{\downarrow}(L)c+m_{\uparrow}(L)c+m_{\text{ек}}(L)c_{\text{ек}}\right]}{\pi\sigma L_m^3\left[\frac{D_{\text{ок}}}{V_{\downarrow}}\varepsilon_{\downarrow}+\frac{D_{\text{ек}}}{V_{\uparrow}}\varepsilon_{\uparrow}\varphi_{\text{е}}\right]}, B=\left[T_0+\tilde{T}_g\right]^4+AT_0$$

– known coefficients of the equation;

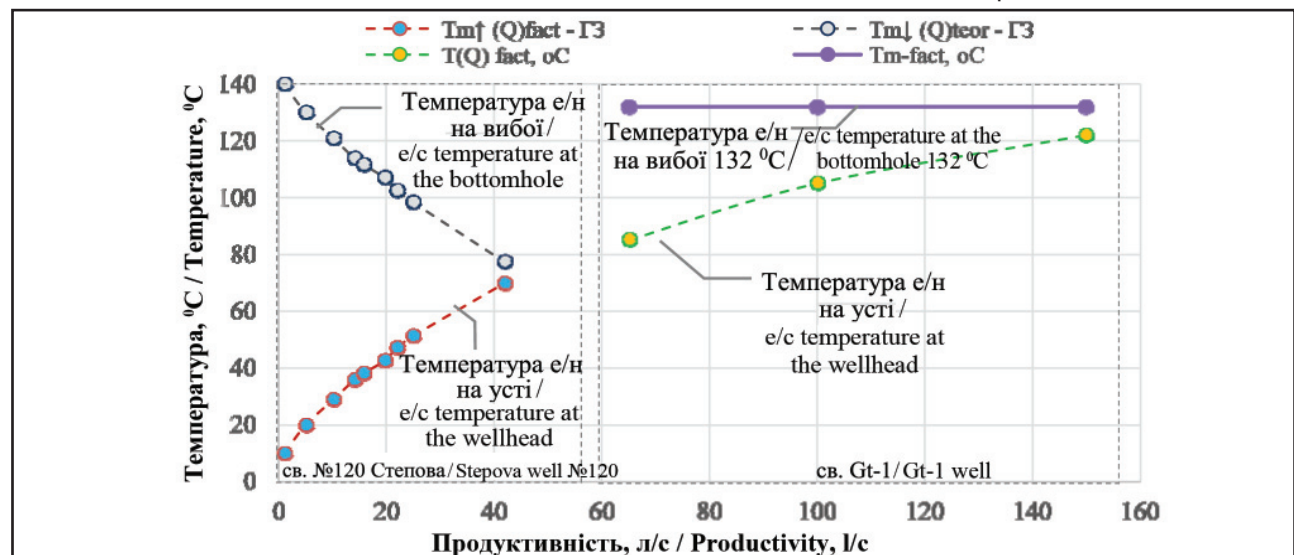


Рис. 2. Характеристики температури е/н на усті і вибої закритої ГТЕУ (Україна) типу ГЗ і відкритої ГТЕУ (Німеччина) /
Fig. 2. Temperature characteristics of e/c at the wellhead and bottomhole of closed GEF(Ukraine) of GP type and open GEF(Germany)

$$T_m \left(\frac{dm}{dt} \right) = 2 \left(\left\{ z_{1,2,3,4} \left(\frac{dm}{dt} \right) \right\} - T_0 \right) - T_{\uparrow 0} \left(\frac{dm}{dt} \right). \quad (5)$$

На рис. 2 наведено результати визначення $T_m \left(\frac{dm}{dt} \right)$ із використанням експериментальних даних температури е/н на усті під час дослідження геотермального фактора у св. 120-Степовій (Україна) [6]. На цьому рисунку також наведено характеристики температури пластової води на усті – $T(Q)_{fact}$ і на вибої – T_{m-fact} геотермальної енергетичної установки (ГТЕУ з робочою потужністю 37 МВт) відкритого типу у м. Unterhaching (Німеччина), які отримані під час досліджень видобувної св. Gt-1 завглибшки 3350 м.

На рис. 3 наведено характеристики абсолютної теплової потужності, що генерується ГТЕУ – N_g, N_g (ГЗ) і що втрачається – $\Delta N_g, \Delta N_g$ (ГЗ) під час підняття пластової води на земну поверхню у св. Gt-1 та під час циркуляції бурового розчину у

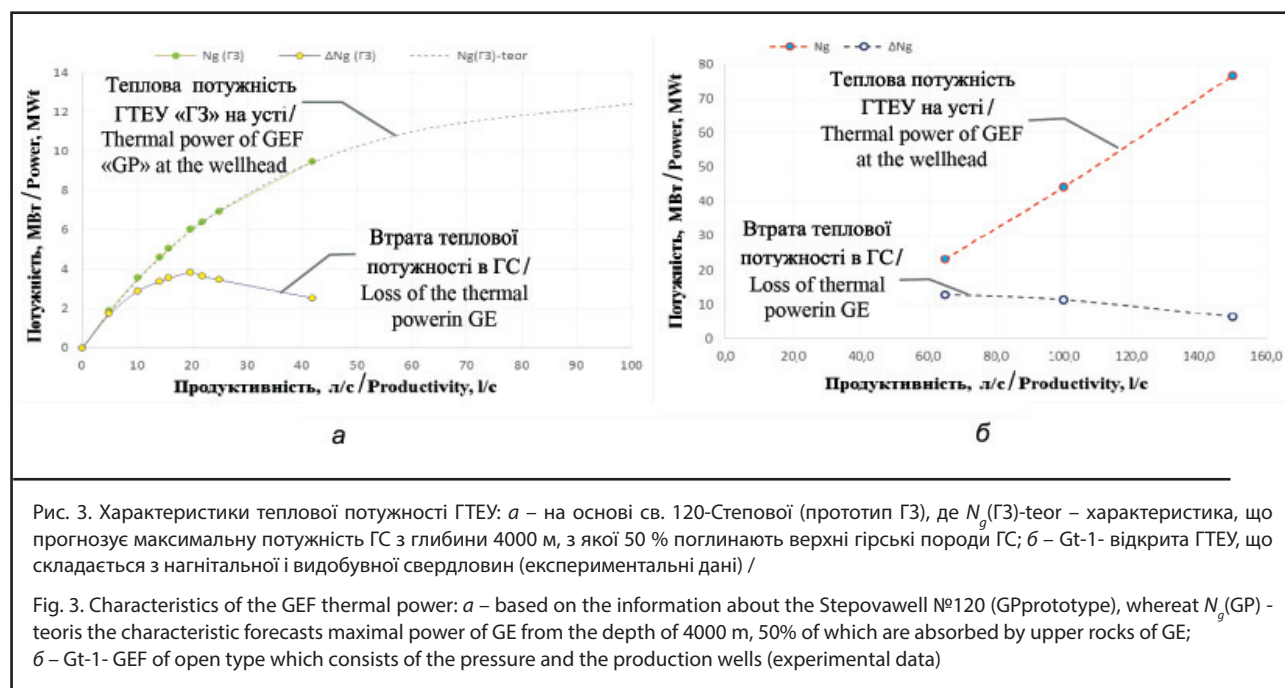
$T_m = 2(\tilde{T}_{\downarrow m} + T_0) - 2T_0 - T_{0\uparrow}$ – desired temperature of the e/c at the well bottomhole, °C.

Through equation (4) can be determined the maximal temperature of the e/c at the well bottomhole provided different production levels of the pumps and known constant temperature of the e/c at the wellhead

$$T_m \left(\frac{dm}{dt} \right) = 2 \left(\left\{ z_{1,2,3,4} \left(\frac{dm}{dt} \right) \right\} - T_0 \right) - T_{\uparrow 0} \left(\frac{dm}{dt} \right). \quad (5)$$

On the picture 2 the results $T_m \left(\frac{dm}{dt} \right)$ of determination through equation (8) with the usage of the experimental e/c temperature data at the wellhead during geothermal factor of the Stepova well №120 (Ukraine) [6] are indicated.

On the picture, there are also characteristics of the stratal waters are indicated: at the wellhead – $T(Q)_{fact}$ and at the bottomhole – T_{m-fact} of the geothermal energy facility (GEF with the producing capacity 37 MW) of the open type in the city of Unterhaching (Germany). The characteristics were received during surveys of the Gt-1 production well with the depth of 3,350 m.



св. 120-Степовій. Аналіз характеристик показує, що технологія освоєння ГТР за технологією «геотермальний зонд» має соціальне та промислове значення.

Аналіз результату

Практичний інтерес являє собою порівняння техніко-економічних показників геотермальних генераторів тепла типу ГЗ із традиційними, що на сьогодні використовують у комунальних, промислових і сільських господарствах.

Так, у таблиці наведено основні техніко-економічні показники (ТЕП) використання газових котлів типу КСВ-5,0 і перспективної ГТЕУ типу ГЗ. Наведені ТЕП свідчать про економічну доцільність ГТЕУ типу ГЗ, окупність якої не буде перевищувати 2 років за потужності близько 6 МВт та менше 1 року – за потужності 10 МВт.

On the picture 3 indicated energy characteristics of the absolute thermal power which is produced by – N_g, N_g (GP) and these which are lost – $\Delta N_g, \Delta N_g$ (GP) during the period of the formation water rising to the earth's surface in the Gt-1 well and during the circulation of the drilling mud in the Stepova well №120. Analysis of the characteristics has shown that technology of the geothermal resources development through “geothermal probe” technology is socially and commercially productive.

Analysis of the results

The comparison between the technical-economical parameters of the geothermal heat generators of the GP type and the traditional generators being used nowadays in the communal services, production and the agricultural industry has the practical character.

Thus in the table 1 the main technical-economical parameters (TEP) of the gas boilers of

Таблиця

ТЕП котла KCB-5,0 і ГТЕУ типу «Геотермальний зонд»

Показник	KCB-5,0	ГТЕУ «Зонд»
Витрати палива:		
газ природний (ГОСТ 5542-87), м³/год, не більше	600	0
млн м³/рік, не більше	3,9	0
Номинальна теплопродуктивність, МВт (Гкал/год)	5,0 (4,30)	0÷10 (8,6)
Витрати води, л/с	25	0÷50
Мінімальна температура води на вході, °C	70	30
Максимальна температура води на виході, °C	115	100
Водяний об'єм, м³	12,5	180
Ресурс котла, років	5	30
Строк служби котла, років	15	30
Коефіцієнт корисної дії %:		
газ природний (ГОСТ 5542-87)	92	95
Питомий викид оксиду вуглецю, мг/м³:		
газ природний (ГОСТ 5542-87), не більше	130	0
Питомий викид оксидів азоту, мг/м³:		
газ природний (ГОСТ 5542-87), не більше	120	0
Рівень звуку в контрольних точках, дБА, не більше	80	—
Установлена електрична потужність, кВт	до 100	до 350–400
Вартість пального (природного газу) без витрат на електричну енергію (200 дол. США за 1000 м³) ¹ , млн дол. США	0,780	0
Вартість проекту (25 грн за 1 дол. США), млн дол. США	0,3	2,5
Вартість генерованої теплової енергії (1550,6 грн/Гкал з ПДВ) ² при 25 грн за 1 дол. США, млн дол. США	365-24-0,75-6667,58/25=1,7522	365-24-0,75-2-6667,58/25=3,5044

¹Інтерфакс-України: 09:34 12.02.2016²Постанова НКРЕКУ від 28.01.2016 №54

Виконані дослідження дають можливість зробити висновок.

Висновок

Метод динамічної термометрії дає можливість виконувати оцінку температури енергоносія на вибої при різних продуктивностях насосів.

Список використаних джерел / Bibliography

1. Кулиев С.М. Температурный режим бурящихся скважин / С.М. Кулиев, Б.И. Есьман, Г.Г. Габузов. – М.: Недра, 1968. – С. 168.
2. Ming F. The temperature prediction in deepwater drilling of vertical well. A Dissertation // Texas A&M University, May, 2011. – С. 146.
3. Kujawa, T. Nowak W. Thermal calculations of geothermal heat utilising one-well systems with both injection and production. Proceedings World Geothermal Congress 2000 / Kyushu–Tohoku, Japan, May 28 – June 10, 2000. – P. 3483–3488.

the KCB-5,0 type and the perspective GEF of the GP type are indicated.

Shown TEP are indicating the economic expediency of the GEF of the GP type, payback period of which will not exceed 2 years with the power around 6 MW and not more than 1 year with the power of 10 MW.

Table 1

TEP of the KCB-5,0 boiler and GEF of the «Geothermal probe» type

Indicator	KCB-5,0	GEF «Probe»
Fuel consumption rate:		
- natural gas (GOST 5542-87), m³/year, equal or less	600	0
mmcm/annum, equal or less	3.9	0
Nominal thermal productivity, MW (Gcal/hr)	5.0 (4.30)	0÷10 (8.6)
Water flow, l/s	25	0÷50
Minimal water temperature at the inlet, °C	70	30
Maximal water temperature at the outlet, °C	115	100
Water volume, m³	12.5	180
Boiler resource, years	5	30
Boiler working period, years	15	30
Coefficient of efficiency %:		
- natural gas (GOST 5542-87)	92	95
Specific flow of the carbonic oxide, mg/m³:		
- natural gas (GOST 5542-87), no greater	130	0
Specific flow of the nitrogen oxide, mg/m³:		
- natural gas (GOST 5542-87), no greater	120	0
Sound level at the control points, dBA, no greater	80	—
Electric power installed, kW	Up to 100	Up to 350-400
Fuel price (natural gas) excluding expenses on the electrical energy (\$200/1,000 m³) ¹ , \$ mln.	0.780	0
Project cost (25/\$1), \$. mln.	0.3	2.5
Cost of the thermal energy generated (21,550.6/Gcal with VAT) ² at 25 / \$1, \$ mln.	365-24-0.75-6667.58/25 = 1.7522	365-24-0.75-2-6667.58/25 = 3.5044

¹Interfax-Ukraine: 12/2/2016 9:34²NKREKU Decision of 28.01.2016 №54

Surveys conducted allow to make the following conclusions.

Conclusions

Method of the dynamical thermal logging allows estimation of the geothermal resource of the dry rock with the usage of the geothermal probe technology from the minimal value of the resource to its maximal value depending on the necessary temperatures of e/c on the earth's surface which is adjusted by productivity of the pumps provided set up construction of the well and geothermal gradient.

(Переклад Кирила Борділовського)

4. Fuzong Zhou. Research on heat transfer in geothermal wellbore and surroundings. Dissertation/ Der Technischen Universität Berlin, Oktober, 2013. – 153 p.
5. Regenspurg S. Geothermal fluids – Monitoring in Groß Schönebeck. International Centre of Geothermal Research. Summer school GeoEn 2012. – 92 p.
6. Карпенко В.М. Стан і перспективи використання глибоких свердловин для забезпечення споживачів тепловою та електричною енергією / В.М. Карпенко, В.М. Стасенко, А.О. Михальчишин [та ін.] // Нафтогазова галузь України. – 2015. – № 3. – С. 39–47.

Екологічно безпечний процес утилізації осадів стічних вод авіапідприємств із отриманням біогазу

© **С.Й. Шаманський**
канд. техн. наук
shamanskiy_s_i@ukr.net
С.В. Бойченко
д-р техн. наук
Національний
авіаційний університет

УДК 628.336.5

У статті проаналізовано останні дослідження процесів метанового бродіння та вплив різних факторів на їх інтенсивність. Систематизовано сучасні уявлення про анаеробне бродіння та запропоновано технологічні параметри цих процесів, які дають змогу суттєво їх інтенсифікувати у промислових масштабах. Сформульовано основні вимоги до конструкцій метантенків для застосування на очисних спорудах авіапідприємств.

Ключові слова: авіапідприємство, анаеробне бродіння, біогаз, метантенк, осад стічних вод.

В статье проанализированы последние исследования процессов метанового брожения и влияния различных факторов на их интенсивность. Систематизированы современные представления об анаэробном брожении и предложены технологические параметры этих процессов, которые позволяют существенно их интенсифицировать в промышленных масштабах. Сформулированы основные требования к конструкциям метантенков для использования на очистных сооружениях авиапредприятий.

Ключевые слова: авиапредприятие, анаэробное брожение, биогаз, метантенк, осадок сточных вод.

The paper dealt with analysis of the latest research of methane digestion processes and impacts of various factors on intensity thereof. Modern ideas on anaerobic digestion were systematised and some of the most appropriate parameters of these processes proposed, which enable significant intensification of the same on an industrial scale. Basic requirements were formed for the methane tank designs to be applied in wastewater treatment plants of aviation enterprises.

Key words: aviation enterprises, anaerobic digestion, biogas, methane tank, wastewater sludge.

Після механічного та біологічного очищення господарських стічних вод авіапідприємств утворюються осади різного виду. Вони містять 60–90 % органічних сполук, основними компонентами яких є білки, вуглеводи та ліпіди (жири) [1]. Утилізацію цих осадів можна проводити кількома методами [2]. Найпоширенішими з них є: спалювання; висушування та використання як будівельного матеріалу; як харчової добавки для тварин (активний мул); як добрива на сільськогосподарських полях.

Набуває поширення метод спалювання. Однак він має ряд недоліків. Безпосередньому спалюванню передують процес висушування. Для вологих осадів теплоти, що виділяється у процесі згоряння, може бути недостатньо для випаровування вологи. Досвід показує, що спалювати самостійно можна осади, в яких співвідношення вологи та органічної речовини не перевищує 3,5–4 до 1. В інших випадках необхідна додаткова витрата палива. Крім того, осади можуть містити солі важких металів. Під час спалювання вони потрапляють у продукти згоряння і, у разі відсутності очищення відхідних газів, викидаються у атмосферу. Очищення газоподібних продуктів згоряння від важ-

ких металів дорожче, ніж вартість їх видалення із осадів. Використання осаду як будівельного матеріалу також пов'язане зі значними затратами енергії на випаровування вологи. Очевидно, що ці методи можуть бути виправдані тільки у випадку неможливості чи недоцільності застосування інших методів утилізації.

Використання активного мулу як харчової добавки до раціону тварин пояснюється його високою поживною цінністю. Він містить багато білків та вітамінів, зокрема вітаміни групи В. Але питання утилізації осаду первинних відстійників, що містить багато неорганічних речовин, цим методом не вирішується.

Наявність в осадах таких речовин, як азот, фосфор, калій, мікроелементи тощо, робить їх цінною сировиною для органічних добрив. Таке використання потребує їх попереднього очищення від солей важких металів. Наявність значних кількостей органічних речовин провокує можливості швидкого загнивання. Інша небезпека полягає у значній бактеріальній, у тому числі патогенній, забрудненості.

Усунути ці недоліки можна шляхом стабілізації осадів анаеробним зброджуванням у метантенках із одночасним отриманням біогазу, який може бути ви-

користаний як для потреб самих очисних споруд, так і, за наявності надлишку, для реалізації іншим споживачам [3, 4]. Широке застосування такого методу стабілізації стримує значна тривалість процесів бродіння, пов'язана з недосконалістю використовуваних технологій. Наслідком цього є необхідність будівництва споруд великих розмірів, значних енергетичних затрат на температурну стабілізацію осадів. Часто це призводить до економічної неопитності їх функціонування.

Метою цієї роботи є модернізація існуючих технологій із урахуванням результатів останніх досліджень у галузі біохімії та мікробіології анаеробних процесів [5] та формування пропозицій щодо розробки нових конструкцій метантенків, які б дозволяли ефективно реалізовувати ці технології [6].

Об'єктом дослідження є фізичні, біохімічні та мікробіологічні процеси, що відбуваються протягом анаеробного бродіння.

Предметом дослідження є технології зброджування та конструктивні особливості метантенків.

Конструкції існуючих метантенків дають змогу класифікувати технологічні схеми анаеробної ферментації за такими основними ознаками: температурний режим бродіння; методи нагрівання субстрату; методи утримання мікроорганізмів, що здійснюють процес ферментації всередині реактора; неперервність процесу бродіння; розподілення процесу ферментації на ступені (зони бродіння) тощо [7].

Сучасні методи інтенсифікації цих процесів можна розділити на дві групи [8, 9]: мікробіологічні та конструктивно-технологічні. До мікробіологічних можна віднести: коферментацію (спільне зброджування відходів різного походження, які покращують характеристики бродіння); застосування нових штамів мікроорганізмів [5]; введення добавок, що стимулюють процеси окислення [10]; фіксацію мікроорганізмів на спеціальних носіях [11, 12]. За даними [13], у таких умовах можна зброджувати субстрати з більшими швидкостями.

До конструктивно-технологічних методів можна віднести [14]: застосування оптимальних температурних режимів; перемішування осадів під час бродіння; попередню підготовку субстратів; розподіл бродіння на стадії відповідно до сучасних уявлень про біохімію цих процесів [7].

У бродінні бере участь багато різних мікроорганізмів: деструктивні, що викликають гідроліз складної органічної речовини; бродильні, що утворюють органічні кислоти та нижчі спирти, аміак, водень; синтрофі, що перетворюють ці кислоти у оцтову кислоту, во-

день та окисли вуглецю; метанові, що безпосередньо виробляють метан. Процес можна розглядати як такий, що складається з чотирьох послідовних стадій (рисунк): гідроліз, кислотогенез, ацетогенез, метаногенез.

Якщо у трофічних ланцюгах аеробних процесів стосунки між групами організмів відбуваються переважно за принципом «хижак-жертва», то в процесах метанового бродіння трофічні ланцюги побудовані на використанні продуктів метаболізму одних груп бактерій іншими [14].

Мікроорганізми можна об'єднати у групи первинних анаеробів, що працюють на перших двох стадіях, та вторинних анаеробів – працюють на останніх двох стадіях. Продукти життєдіяльності перших є продуктами споживання для останніх. Швидкість проходження кожної стадії залежить від таких факторів, як температура, вміст кисню у реакторі, діапазон значень pH середовища, наявність токсичних та інгібуючих речовин тощо. На різних стадіях їх оптимальні значення є різними [14, 15]. Кислототворні та метанотворні мікроорганізми мають здатність пригнічувати діяльність одні одних. Одним із ключових параметрів є *pH* середовища. Для активної діяльності метаногенів *pH* потрібно знижувати, тоді як активна діяльність кислотогенів цей показник підвищує.

У сучасних технологіях процес здійснюється, як правило, в одній ємності (реакторі). У ній намагаються ство-

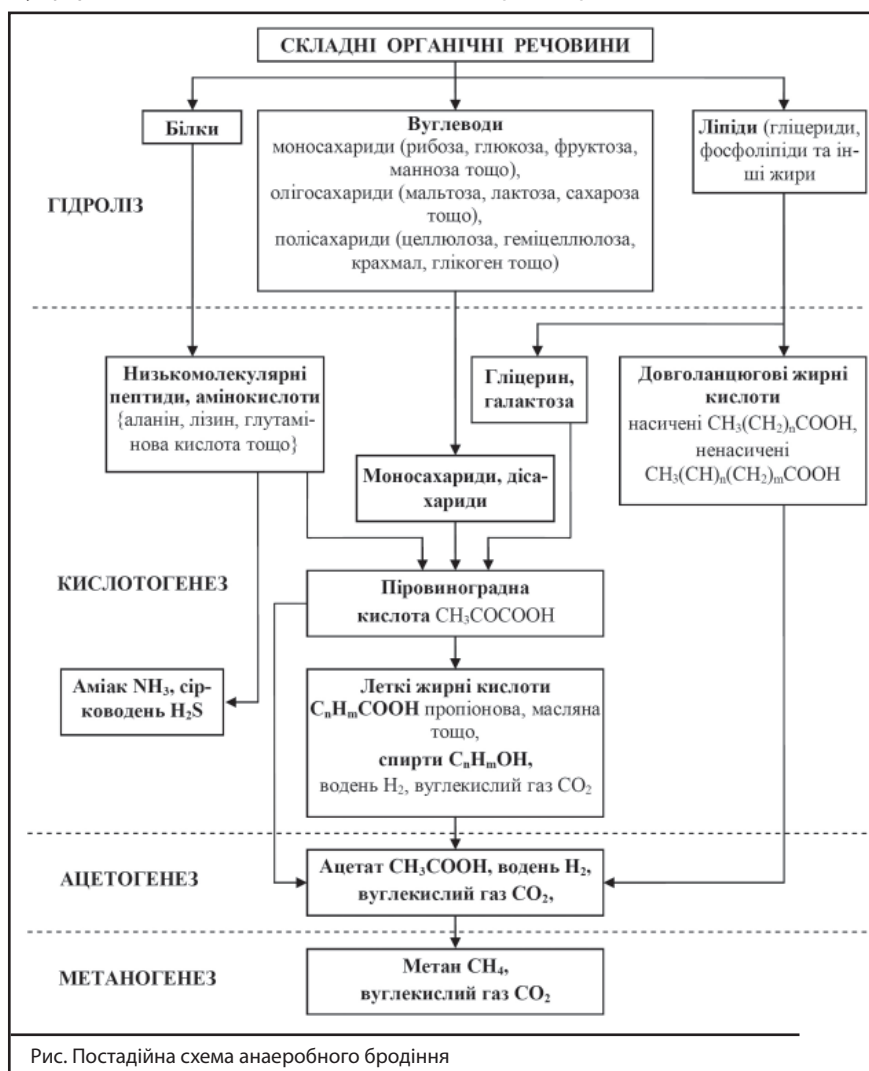


Рис. Постадійна схема анаеробного бродіння

рити оптимальні умови саме для метаногенів, які є більш чутливими до коливань параметрів середовища і ростуть повільніше. Це уповільнює діяльність кислотогенів. Для боротьби з цим у технологіях безперервного часткового завантаження–вивантаження часто підвищують дозу одноразового завантаження. У результаті цього активізуються первинні анаероби, концентрація кислот у реакторі росте, pH середовища знижується, надмірна кількість кислот не переробляється метаногенами, які є дуже чутливими до зниження pH , і процес метаногенезу сповільнюється. Дослідженнями встановлено, що під час розділення кислотогенних та метаногенних бактерій активність обох груп суттєво зростає [14].

Гіпотезою роботи є припущення, що для інтенсифікації бродіння доцільним є здійснення чотирьох різних стадій в окремих ємностях і створення в них оптимальних умов для кожної стадії [6]. У першій ємності (гідролізаторі) можна досягати швидкого і глибокого гідролізу органіки, у другій – швидкого кислотогенезу без перетворення кислот у метан та з виділенням лише CO_2 . У третій та четвертій – швидкого та ефективного перетворення кислот на метан, запобігаючи їх новому утворенню (що інгібує метаногенез).

Науково-прикладна задача, що вирішується в роботі, – зробити процеси анаеробної стабілізації економічно окупними шляхом розробки нових технологій та конструкцій метантенків.

На стадії гідролізу працюють переважно такі види бактерій: целлюлозолітичні та цукролітичні (*Clostridium Bacteroides*, *Butyrivibrio*, *Ruminococcus*, *Acetivibrio*, *Lactobacillus* тощо); протеолітичні (*Clostridium Peptococcus*, *Bifidobacterium*, *Staphylococcus* тощо); ліполітичні (*Clostridium Micrococcus*, *Ruminococcus*, *Butyrivibrio* тощо). Стадія не є надто чутливою до параметрів середовища. Оптимальними умовами для неї є такі, за яких ефективно руйнуються органічні сполуки. Для руйнування можна використовувати попередню або паралельну обробку осадів [16] такими методами, як механічне подрібнення, обробка кислотою (кислотний гідроліз); обробка лугом (лужний гідроліз); нагрівання до високих температур 100–180 °C (температурний гідроліз); опромінювання ультразвуком (УЗ-гідроліз). Дослідження свідчать, що найкращих результатів можна досягати, застосовуючи температурний гідроліз, лужний гідроліз та їх комбінацію, а також УЗ-гідроліз. Термічний гідроліз пов'язаний зі значними затратами енергії на нагрівання, а потім охолодження для подальшого бродіння. Під час проходження ультразвукових хвиль у середовищі виникає кавітація, яка руйнує органіку. Для формування технологічних процесів можна запропонувати поєднання лужного гідролізу з обробкою ультразвуком. Інтенсивність руйнування органіки напряму залежить від інтенсивності викликаної кавітації. Для її підвищення без збільшення дози опромінювання ультразвуком можна запропонувати одночасне барботування осаду газом. Газові бульбашки, проходячи через середовище, стають центрами зародження кавітації, що знижує затрати енергії на її утворення. Дослідження показують [17], що з додаванням барботування до УЗ-опромінювання під час знезаражування забруднених вод константа швидкості руйнування органіки зростає у 2,6 раза, біологічної складової – у 4,3 раза.

Процес доцільно проводити при надлишковому тиску $0,5 \cdot 10^5$ Па. Ті ж досліді показують, що це спричиняє зростання константи по органічних сполуках у 1,2 раза, а по біологічній складовій – у 1,5 раза. Надлишковий тиск підвищує енергію захоплення кавітаційних бульбашок, проте подальше його збільшення утруднює виникнення самої кавітації.

Для барботажу не варто використовувати повітря, оскільки це порушує анаеробне середовище в реакторі. Можна запропонувати натомість біогаз, отриманий на подальших стадіях бродіння, або CO_2 , якщо технологія передбачає його відокремлення від біогазу і збирання у ємності. На цій стадії температурна стабілізація не грає помітної ролі, тому осад можна поступово нагрівати до температури, необхідної на наступній стадії.

Для збільшення швидкості та глибини гідролізу доцільно рециркулювати частину осаду з метанової фази. Час перебування осадів у гідролізаторі залежить від інтенсивності обробки і може не перевищувати 30 хв [16]. Перед подачею у наступну ємність до осадів потрібно додавати кислоту (наприклад, HCl) для відновлення pH середовища до значень 6,5–7,6.

На стадії кислотогенезу працюють переважно такі види бактерій: кислотогенні гідролітичні (*Clostridium*, *Bacteroides*, *Butyrivibrio*, *Micrococcus*, *Ruminococcus*, *Acetivibrio*, *Lactobacillus*, *Peptococcus*, *Bifidobacterium*, *Staphylococcus* тощо); сульфатредукуючі (*Desulfovibrio*, *Desulfotomaculum* тощо); денітрифікуючі (*Lactobacillus*, *Streptococcus* тощо). На цій стадії відбувається ферментація мономерів, що утворилися під час гідролізу, до жирних кислот довгого ланцюга (ЖКДЛ), амінокислот, спиртів, піровиноградної кислоти (пірувату $CH_3COCOON$). У глибокогідролізованих осадах кислотоутворення відбувається швидко. Головним побічним продуктом є CO_2 . Виділяється також невелика частина H_2 .

Після утворення амінокислот відбувається відокремлення аміногрупи NH_2 (дезамінування) з утворенням вільного аміаку NH_3 . У разі наявності в осадах мінеральної сірки її частково чи повністю окислені з'єднання піддаються сульфатредукції шляхом окислення органічної речовини чи водню. У результаті виділяється сірководень H_2S . Під час бродіння в одній ємності ці процеси призводять до наявності у вихідному біогазі залишкових концентрацій аміаку та сірководню, а також значної кількості CO_2 , що погіршує його якість. Крім того, наявність аміаку та сірководню на подальших стадіях пригнічує діяльність метаногенних бактерій [13].

Якщо парціальний тиск водню збільшується, що може бути викликано недостатнім його споживанням синтрофними мікроорганізмами, запускаються метаболічні механізми синтезу кислотогенними бактеріями етанолу (CH_3CH_2OH), пропіонової кислоти (CH_3CH_2COOH) та її солей (пропіонатів), масляної (бутанової) кислоти ($CH_3CH_2CH_2COOH$) та її солей (бутіратів), а також інших легких жирних кислот (ЛЖК). У результаті їх накопичення pH осадів суттєво знижується і, за даними [14], може досягати 5,2–5,5. У реакторах без розподілення на стадії це призводить до дестабілізації процесу, оскільки низьке значення pH середовища пригнічує активність решти мікрофлори, зокрема метаногенів. У результаті суттєво сповільнюються подальші процеси метаногенезу.

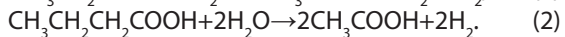
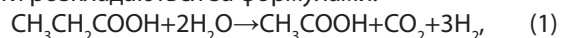
незу. Якщо парціальний тиск водню знижується, утворення кислот сповільнюється і запускаються метаболічні механізми ацетогенної стадії. При цьому кількість кислот, що могла б утворитися на цій стадії і стати джерелом утворення метану, знижується.

Під час здійснення кислотогенезу в окремій ємності доцільно організувати незалежне відведення газоподібних продуктів цієї стадії з реактора. Стадію доцільно проводити при атмосферному тиску, рН при цьому має бути від 6,5 до 5,0. За таких умов CO_2 легко переходить у вільну форму і виділяється у вигляді газу. Метан при цьому майже не виділяється. Його співвідношення з CO_2 становить 1 до 25–50. Доцільно вводити в реактор додаткову кількість водню для підвищення його парціального тиску і тим самим стимулювання кислотоутворення. Доречно проводити барботування воднем, що одночасно забезпечить перемішування осаду й усуне необхідність застосування спеціальних систем для перемішування.

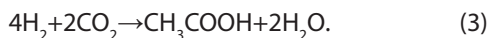
Газоподібні продукти цієї стадії міститимуть переважно CO_2 із домішками NH_3 , CH_4 , невеликою кількістю H_2 та можливою наявністю H_2S .

Бактерії, що забезпечують процес, є невибагливими і швидкозростаючими, тому, за припущенням [16], кислотогенна стадія не може тривати понад 10 год, оскільки після цього не має відбуватися подальшого накопичення кислот. Індикатором завершення кислотогенної стадії може бути зупинка зниження рН середовища.

На стадії ацетогенезу працюють два типи мікроорганізмів. Перший утворює оцтову кислоту з продуктів кислотоутворення. Тут працюють ацетогенні бактерії та β -окислювачі, що переважно розкладають жирні кислоти довгого ланцюга та леткі жирні кислоти (ЛЖК) – *Syntrophomonas*, *Syntrophobacter*, *Clostridium* тощо. У результаті їх життєдіяльності виділяється водень. ЖКДЛ, ЛЖК, амінокислоти і спирти перетворюються у ацетат (оцтову кислоту). При цьому пропіонова та масляна кислоти розкладаються за формулами:



Другий тип також утворює оцтову кислоту, але шляхом використання водню та CO_2 . При цьому працюють сульфатредукуючі бактерії – *Desulfovibrio*, *Desulfotomaculum* тощо. Процес проходить за формулою



Незважаючи на те, що водень є необхідним для функціонування другого типу бактерій, занадто висока його концентрація в реакторі інгібує діяльність першого типу. За даними [16], критичним значенням парціального тиску водню є $p\text{H}_2 = 10$ Па. При цьому, за даними [13], навіть незначне його підвищення може спричинити повне припинення функціонування другого типу бактерій, які виробляють водень. Тому можна зробити висновок, що на ацетогенній стадії надзвичайно важливим є стеження в режимі реального часу за концентрацією H_2 у реакторі.

Для метантенків, де процеси бродіння відбуваються в одній ємності, рекомендують підтримувати окислювально-відновний потенціал середовища на рівні $Eh = 330$ мВ. З його зниженням активізується утворення

водню та сульфідів, що може призводити до збільшення у вихідному біогазі концентрації сірководню.

Під час здійснення стадії ацетогенезу в окремій ємності процес доцільно проводити при атмосферному тиску або при невеликому надлишковому (можна прийняти $0,5 \cdot 10^5$ Па). Для перемішування рекомендується проводити слабкий барботаж осадів за допомогою CO_2 із постійним видаленням його надлишку з реактора. Інтенсивне перемішування не рекомендовано, оскільки ацетогенні бактерії краще розмножуються у тісному контакті між собою. У разі порушення цих контактів розмноження сповільнюється. У процесі барботажу CO_2 сприятиме функціонуванню третього типу мікроорганізмів. Невеликий надлишковий тиск покращить переведення CO_2 у зв'язаний стан і його засвоєння мікроорганізмами. Це своєю чергою покращить споживання ними водню. Разом із видаленням газоподібних продуктів із реактора видалятиметься також газоподібний водень, що сприятиме зниженню його парціального тиску. На цій стадії необхідно також стежити за підтримкою окислювально-відновного потенціалу середовища.

На стадії метаногенезу також працюють два типи бактерій. Перший утворює метан шляхом розщеплення оцтової кислоти. При цьому працюють такі бактерії, як *Methanosaeta*, *Methanosarcina* тощо. Цей тип утворює близько 72 % усього метану у біогазі. Процес відбувається за формулою:



Другий утворює решту (28 %) метану шляхом відновлення вуглекислого газу воднем. Тут працюють бактерії *Methanobacterium*, *Methano-brevibacter*, *Methanococcus*, *Methanomicrobium*, *Methanogenium*, *Methanosarcina* тощо. Це відбувається за формулою:



Дослідження показують, що після відділення від кислотогенів метаногени демонструють у кілька разів більшу швидкість зростання, ніж під час сумісного культивування [18]. Також суттєво збільшується швидкість конверсії оцтової кислоти у метан. Вона навіть починає перевищувати швидкість її утворення. Тривалість ацетогенної та метаногенної стадій за таких умов, за даними [14], може бути меншою від трьох діб.

Ще однією характерною особливістю метанових бактерій (як і ацетогенних) можна назвати здатність активно розмножуватися у тісному симбіозі з іншими групами мікроорганізмів, які забезпечують їх необхідними поживними речовинами. При цьому, окрім трофічних зв'язків між групами, важливими є також фізичні зв'язки. У разі сильних динамічних навантажень, наприклад занадто інтенсивного турбулентного перемішування, тісні контакти між мікроорганізмами та їхніми групами порушуються і процес розмноження сповільнюється. Таким чином, на стадії метаногенезу осади потребують помірного перемішування, яке має лише забезпечувати їх гомогенізацію, запобігати осіданню твердих частинок та утворенню коринки. Пропелерні мішалки, які часто застосовуються, не можуть вважатися задовільними.

Метаногенні бактерії потребують жорсткого анаеробного середовища. Концентрація кисню в реакторі

на рівні 0,01 мг/л призводить до їх загибелі. Отже, однією з першочергових вимог має бути герметичність реактора протягом усього процесу та контроль за вмістом кисню у осадах. Метанові бактерії дуже чутливі до коливань температури. Допустимі відхилення від її оптимального значення: для мезофільних бактерій $\pm 2^\circ\text{C}$; для термофільних $\pm 0,2^\circ\text{C}$. Тому підігрівання субстрату шляхом подавання пари всередину реактора, що широко використовується у сучасних технологіях зброджування осадів, не можна вважати задовільним. Локальні підвищення температури призводять до загибелі бактерій. Для ефективного функціонування метаногенів необхідним є наявність у осадах таких мікроелементів, як калій, натрій, кальцій, магній, кобальт, мідь, бор, цинк, молібден. Проте у великих кількостях вони є токсичними.

У традиційних технологіях отримання біогазу відсоток CO_2 у кінцевому продукті сягає близько 38 %. У [9] зроблено припущення, що причиною високого відсотку залишкового CO_2 є недостатня кількість в реакторі водню для дії другого типу метаногенних бактерій. Тому доцільним є використання саме водню для слабого барботажу осадів із метою їх перемішування.

Оптимальне значення рН середовища для метаногенів становить 7,5–8,0. Якщо при цьому процес проводити з надлишковим тиском 0,5 МПа, то за даними [19], CO_2 , який виділяється першим типом метаногенів, із вільної форми переходить у зв'язану і практично не виділяється з субстрату. Метан при цьому має слабку

розчинність, незалежно від тиску, і виділяється добре.

Дослідження показують, що на розмноження метанових бактерій позитивний вплив здійснюють біологічно активні добавки. Зокрема, пришвидшує їх розмноження мелафен (меламінова сіль біс(оксиметил)-фосфінової кислоти [10]. В роботі [11] експериментально показано, що додавання біостимуляторів типу BIOSTIM-SBCH₄ підвищує швидкість зброджування органічних субстратів у 3–4 рази. Разом із тим це призводить до збільшення концентрації метану у біогазі.

Отже, метаногенез доцільно проводити в окремій ємності з рН середовища 7,5–8,0 і надлишковим тиском 0,5 МПа. Протягом процесу необхідно проводити слабе барботування осадів за допомогою H_2 , перед початком метаногенезу у осад потрібно додати біологічно активні добавки (BIOSTIM-SBCH₄), а також невелику кількість мікроелементів (калій, натрій, кальцій, магній, кобальт, мідь, бор, цинк, молібден). Дози біодобавок та мікроелементів доцільно визначати експериментально для кожного осаду пробним зброджуванням.

Висновок

У результаті застосування запропонованих рекомендацій можна очікувати, що процес анаеробного зброджування триватиме до 3 діб. Газова фаза продуктів бродіння на стадії метаногенезу буде містити більше 90–95 % метану (за традиційних технологій отримання біогазу вміст метану у ньому становить до 60 %, а тривалість бродіння – понад 15 діб).

Список використаних джерел

1. **Яковлев С.В.** Канализация / С.В. Яковлев, Я.А. Карелин, А.И. Жуков, С.К. Колобанов. – М.: Стройиздат, 1975. – 632 с.
2. **Удалов Р.В.** Экологические аспекты обработки и утилизации осадков сточных вод / Р.В. Удалов, Л.В. Андреева // Ученые записки Института СХПР НовГУ. – 2006. – Т. 14. – С. 45–59.
3. **Бабаев В.Н.** Энергетический потенциал метанообразования при мезофильном анаэробном разложении органической составляющей отходов / В.Н. Бабаев, Н.П. Горох, И.В. Коринько // Восточно-Европейский журнал передовых технологий. – 2011. – № 6. Т. 4. – С. 59–65.
4. **Фесюк В.О.** Оцінка перспектив добування біогазу з осадів стічних вод Луцьких міських комунальних очисних споруд / В.О. Фесюк // Природа Західного Полісся та прилеглих територій. – 2010. – № 7. – С. 84–90.
5. **Волова Т.Г.** Биотехнология / Т.Г. Волова. – Новосибирск: Изд-во Сибирского отделения РАН, 1999. – 252 с.
6. **Лісіцин Є.Ф.** Знезаражування осаду каналізаційних стоків з отриманням біогазу у багатосекційних метантенках / Є.Ф. Лісіцин, С.Й. Шаманський, В.В. Почтовенко // Вісник Хмельницького національного університету. – 2008. – № 4. – С. 107–110.
7. **Трахунова И.А.** Повышение эффективности анаэробной переработки органических отходов в метантенке с гидравлическим перемешиванием на основе численного эксперимента: автореф. дис. ... канд. техн. наук. – Казань, 2014. – 19 с.
8. **Караева Ю.В.** Обзор биогазовых технологий и методов интенсификации процессов анаэробного сбраживания / Ю.В. Караева, И.А. Трахунова // Труды Академэнерго. – 2010. – № 3. – С. 109–127.
9. **Ковалев В.В.** Теоретические и практические аспекты совершенствования процессов биогазовой технологии / В.В. Ковалев, Д.В. Унгурияну, О.В. Ковалева // Проблемы региональной энергетики. – 2012. – № 1. – С. 102–114.
10. **Барский Е.Л.** Эффект мелафена на развитие культур цианобактерий и зеленых микроводорослей в стрессовых условиях / Е.Л. Барский, И.О. Шандиева, Я.В. Саванина [и др.] // Вестник Московского государственного университета. – 2011. – № 1. – С. 15–20.
11. **Liao B.Q.** Anaerobic membrane bioreactors / B.Q. Liao, J.T. Kraemer, D.M. Bagley // Application and research directions. Sci. Technol. – 2006. – № 36. – P. 489–530.
12. **Ungureanu D.** Biological wastewater treatment using fixed film / "Innovations in the field of water supply, sanitation and water". Paper of Conference of the young scientists and researches, Bucharest, 15–17 June 2005. – Pp. 97–102.
13. **Корзникова М.В.** Стратегические аспекты устойчивого управления отходами животноводства и птицеводства в целях минимизации негативного воздействия на окружающую среду: автореф. дис. ... канд. биол. наук. – Москва, 2006. – 38 с.
14. **Гюнтер Л.И.** Метантенки / Л.И. Гюнтер, Л.Л. Гольдфарб. – М.: Стройиздат, 1991. – 280 с.
15. **Möller U.** Entseuchung von Klarschlamm. Eine Standardbestimmung 1987 / U. Möller // Korrespondenz Fbwasser, 1988. – № 1. – P. 24–30.
16. **Данилович Д.А.** Влияние предварительной обработки осадков сточных вод на полноту протекания процесса метанового сбраживания / Д.А. Данилович, М.Н. Козлов, М. В. Кевбрина, Д.В. Гусев // Вода: технологии, материалы, оборудование, экология. – 2009. – № 2. – С. 24–26.
17. **Предзимірска Л.М.** Кавітаційне очищення природних і стічних вод від органічних та біологічних забруднень: автореф. дис. ... канд. техн. наук. – Івано-Франківськ, 2015. – 21 с.
18. **Welsh F.** Untersuchungen zur Optimierung der zweistufigen anaeroben Klarschlamm // GFW-Wasser-Abwasser, 1986. – № 3. – P. 109–117.
19. **Patent US4722741 A, USA.** Production of high methane content product by two phase anaerobic digestion [Text] / Thomas D. Hayes, H. Ronald Isaacson, James R. Frank; Assignee: Gas Research Institute, 8600 West Bryn Mawr Avenue, Chicago, IL, USA. – Appl. No.: US 06/710,328; Filed: March 11, 1985; Published: February 2, 1988.

Екологічні ризики під час видобування сланцевого газу

© **В.З. Сабан**

канд. техн. наук
witalij_saban@ukr.net
ПАТ «Укрнафта»,
НГВУ «Долина нафтогаз»

УДК 504.062:338.45:553.981

Статтю присвячено вивченню екологічних ризиків техногенного забруднення навколишнього середовища внаслідок видобування сланцевого газу. Здійснено дослідження екологічної безпеки Олескої площі, яка є перспективною на ресурси нетрадиційного газу.

Ключові слова: сланцевий газ, екологічна безпека, перспективні ресурси, Олеска площа, Юзівська площа, гідророзрив пласта.

Статья посвящена изучению экологических рисков техногенного загрязнения окружающей среды вследствие добычи сланцевого газа. Проведено исследование экологической безопасности Олесской площади, перспективной на ресурсы нетрадиционного газа.

Ключевые слова: сланцевый газ, экологическая безопасность, Олесская площадь, Юзовская площадь, гидроразрыв пласта.

The article studies the environmental risks caused by man-made pollution due to a shale gas extraction. The research was done on ecological safety of Oleske field that is potentially bearing unconventional gas.

Key words: shale gas, environmental safety, prospective resources, Oleske field, Yuzivske field, hydraulic fracturing.

Перспективи нарощування запасів «блакитного палива» останнім часом пов'язують із розробкою нових родовищ вуглеводнів. Зокрема, усе більшою популярністю користується видобування нетрадиційних покладів (сланцевий газ, метан вугільних родовищ, газ щільних колекторів тощо).

Переважає частина нафтогазових родовищ, які сьогодні експлуатуються в нафтогазопромислових районах України, перебуває на завершальній стадії розробки та потребує значних капіталовкладень, що призводить до низької рентабельності їх подальшої розробки.

Останніми роками науковці та фахівці нафтогазової промисловості усе активніше обговорюють перспективи розробки нових родовищ вуглеводнів, зокрема з видобуванням нетрадиційних видів газу. Така тенденція має ряд економічно обґрунтованих аргументів, проте створює певні екологічні загрози, що свідчить про актуальність зазначеної проблеми.

Метою статті є дослідження екологічної безпеки та ризиків, що можуть мати місце під час видобування сланцевого газу в окремих регіонах України.

Дослідженню теоретичних та прикладних аспектів щодо вивчення екологічної безпеки довкілля та здоров'я людей у контексті видобування нетрадиційних видів вуглеводнів як у окремих регіонах, так і країні загалом присвячено праці Б. Данилишина, М. Долишнього, С. Дорогунцова, А. Прокіпа та ін. Л. Якушенко та Є. Яковлев [1] у своїй праці обґрунту-

вали перспективи та екологічні проблеми, пов'язані з видобуванням сланцевого газу. Однак у науковій літературі недостатньо уваги приділено екологічним аспектам видобування альтернативного виду палива в окремих газоперспективних районах країни.

Основними площами видобування сланцевого газу в Україні є Олеска ділянка, що розташована в межах Люблінського басейну (Західна Україна), та Юзівська – у межах Дніпровсько-Донецького басейну (Східна Україна).

У чотирьох областях Західного регіону виявлено поклади сланців, придатних для видобування: у Львівській області – п'ять, Івано-Франківській – шість, Закарпатській – два, Чернівецькій – одне родовище. Також відкрито родовища сланців на межі Кіровоградської та Черкаської областей та в інших регіонах, однак на сьогодні ще немає точних науково обґрунтованих розрахунків економічної доцільності видобування нетрадиційного газу.

Результати аналізу Американської інформаційної енергетичної агенції (U.S. EIA) під назвою «Світові ресурси сланцевого газу: аналіз 14 регіонів за межами США» доводять, що Україна, крім традиційного, має значний ресурс сланцевого газу – 119,0 трлн м³, який є перспективним для промислового освоєння (табл. 1).

Проте Державна служба геології та надр України оцінює прогнозні ресурси традиційного й нетрадиційного газу на Олескій та Юзівській газонасних площах у 7 трлн м³ [2, 3].

Таблиця 1

Розподіл ринку природного та сланцевого газу у країнах

Країна	2010 ринок природного газу, млрд м³			Доведені запаси природного газу, трлн м³	Сланцевий газ, прогнозні ресурси, що піддаються вилученню, трлн м³
	виробництво	споживання	імпорт (експорт), %		
Франція	0,8	49,0	98	56,6	5099,1
Німеччина	14,4	92,6	84	175,6	226,6
Нідерланди	79,0	48,7	62	1388,1	481,6
Норвегія	103,4	4,5	81	2039,7	2351,3
Великобританія	59,2	88,1	33	254,9	566,6
Данія	8,5	4,5	91	59,5	651,5
Швеція	–	1,1	100	–	1161,5
Польща	5,9	16,4	64	164,3	52974,5
Туреччина	0,8	35,1	98	5,7	424,9
Україна	20,4	44,2	54	1,2	119,0
Литва	–	2,8	100	–	113,3
Інші	13,6	0,7	50	76,8	538,2

Технологія видобування сланцевого газу передбачає потужний гідравлічний розрив пласта (ГРП), який потребує введення під надвисоким тиском великої кількості води – від 4 до 14 тис. м³ на одну свердловину-операцію (800–2000 автомобільних цистерн). ГРП викликає чи не найбільші побоювання у екологів. Встановлено, що хімічні реагенти, які додаються до води, містять токсичні, отруйні та мутагенні речовини [4]. Під час проведення робіт із ГРП необхідно максимально дотримуватися технології, щоб хімічні реагенти, які запомпують у пласт разом із водою, не потрапили у ґрунтові води та напірні прісні води артезіанських басейнів. В іншому випадку може бути завдано великої шкоди не лише здоров'ю людей, які проживають неподалік районів проведення геологорозвідувальних робіт, а й екосистемі загалом.

Аналіз екологічних ризиків від видобування сланцевого газу на основних перспективних площах України наведено у табл. 2.

Для прикладу розглянемо Олеський газонасний регіон, який охоплює територію Львівської, Івано-Франківської і Тернопільської областей загальною площею 6 213 км², у тому числі 2 923 км² у Львівській обл., на території Жовківського, Перемишлянського, Кам'яно-Бузького, Пустомитівського, Жидачівського, Золочівського, Буського, Сокальського і Миколаївського районів.

Характерною особливістю Олеської площі в геологічному відношенні є наявність регіональних розривних порушень північно-західного (карпатського) і північно-східного (антикарпатського) простягання, а також пов'язаної з ними тріщинуватості порід усієї осадової товщі, що є природним негативним чинником реальної загрози якості питних прісних і мінеральних підземних вод. Під час ГРП водотривка в природному стані товща потужністю в 1 км між силуром і крейдою перестає бути такою через наявність зон трі-

Таблиця 2

Аналіз екологічних ризиків від видобування сланцевого газу

Ризики	Олеська площа	Юзівська площа
Використання і охорона водних ресурсів	- необхідні великі обсяги води, запаси яких у районі видобування є недостатніми; відсутність місць для скидання відпрацьованих рідин; українське законодавство забороняє буріння нафтогазових свердловин і скидання стоків у зонах санітарної охорони водозаборів (проблема забезпечення водопостачанням м. Львова та можливе забруднення родовища мінеральних вод «Олеська»)	- необхідні великі обсяги води, запаси яких у районі видобування є недостатніми (р. Сіверський Донець забезпечує питною водою більшу частину населення Харківської, Донецької і Луганської областей); маловодний регіон Харківщини та Донеччини може позбутися стратегічного запасу ґрунтових вод
Загроза природно-заповідному фонду Карпат	Втратять свою привабливість туристично-оздоровчі комплекси Західної України	–
Сейсмічність, геологічна стійкість	площі характеризуються підвищеною сейсмічністю та значною тектонічною порушеністю; застосування ГРП може мати непередбачувані наслідки; застосування ГРП у зазначених умовах тектонічної порушеності може призвести до втрати екрануючих властивостей водотривких товщ та неконтрольованого поширення робочого агента (рідин та газів) у геологічному середовищі	зсувонебезпечна територія; площі не розраховані на сейсмічну активність, використані технології будівництва та матеріали можуть не витримати поштовхів, які утворюються в землі під час гідророзриву пластів
Утилізація відходів буріння	відсутні полігони для захоронення десятків тисяч кубометрів вибуреної породи і шламу	
Відсутність українських екологічних нормативів для більшості хімічних реагентів	Горизонтальне буріння й експлуатація свердловин для сланцевого газу потребують використання токсичних хімічних реагентів. У нормативних актах більшості розвинутих країн, в яких ще не заборонено використання потужного гідророзриву, від нафтогазовидобувних компаній вимагають повністю оприлюднювати компонентний склад рідин, які використовують у ході ГРП. В Україні такої вимоги у законодавстві немає, а отже, у разі аварії або навмисного забруднення довкілля довести провину саме компаній, що застосовують метод ГРП, буде майже неможливо	
Техногенні	Газова свердловина є об'єктом підвищеної вибухо- та пожежо-небезпеки, а ГРП як метод експлуатації родовищ сланцевого газу є ще й об'єктом підвищеної хімічної небезпеки. У разі, якщо у ході ГРП станеться аварія, в атмосферне повітря буде викинуто декілька тонн хімічних речовин	
Транспортування	Окремі компоненти й уже приготовлені хімічні рідини мають транспортуватися на великі відстані (у деяких країнах для цього у минулому використовували тимчасові трубопроводи). В Україні немає жодних законодавчих обмежень щодо транспортування рідин для ГРП або її компонентів	
Радіоактивність	Пластові води є радіоактивними. Ступінь їх забруднення радіонуклідами залежить від багатьох факторів. З метою економії води одну й ту ж саму хімічну рідину використовують 5–6 разів, крім того, між ГРП її зберігають на поверхні землі, а це створює додаткову небезпеку радіаційного забруднення території та зараження ґрунтових вод	

щинуватості. У таких умовах необхідно обережно підходити до вибору місць закладання розвідувальних свердловин та подальшого проведення гідророзриву.

Питна вода у ході проведення робіт із ГРП буде забруднюватися хімічними реагентами, які, запомпуючись разом із нею у пласт, потраплятимуть у водонос-

ний горизонт, у відклади верхньої крейди, – головний водоносний горизонт господарсько-питного водопостачання на Олеській ділянці і на території, що прилягає до неї, та в інші водоносні горизонти. Питні води, розташовані в Передкарпатському артезіанському басейні західніше Олеської ділянки (переважно водоносний комплекс у четвертинних відкладах), захищені вертикально потужною товщею водотривких глинистих порід (сарматські глини), в яких практично відсутні зони тріщинуватості. Найбільша загроза існує для вод, розташованих у Волино-Подільському артезіанському басейні [5]. Тут можуть бути забруднені не лише води наявних водозаборів питних підземних вод та мінералізовані води, які розливають на заводах, а й води колодязів населених пунктів, оскільки тут зони тріщинуватості проникають через усю товщу осадових порід – від силуру до четвертинних відкладів. Тому дослідження та вивчення усіх аспектів техногенної небезпеки для довкілля видобування сланцевого газу у межах Олеської ділянки є надзвичайно важливим за-

вданням, оскільки на сьогодні практично всі поверхневі води цього регіону є забрудненими, особливо в Івано-Франківській частині, де розташоване Калуське виробниче об'єднання «Хлорвініл».

Висновок

Україна має значний потенціал для нарощування видобутку газу через експлуатацію сланцевих покладів. Перспектива розробки нетрадиційних джерел вуглеводнів значною мірою залежить від вирішення екологічних проблем, які супроводжують розвиток такого виду виробництва. Перш ніж почати експлуатацію сланцевих покладів, необхідно провести державну експертизу розробки та впровадити нормативні стандарти екологічної безпеки, а також здійснити експериментальні дослідження з метою оцінки рівня екологічної безпеки під час геологічного вивчення та промислової розробки родовищ сланцевих газів за сучасними технологіями.

Список використаних джерел

1. **Перспективи** видобутку сланцевого газу в Україні: екологічні аспекти. – НІС. Відділ екологічної та техногенної безпеки. – [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://www.niss.gov.ua/content/articles/files/slanets-19b15.pdf>.
2. **Калінінченко А.В.** Екологічні ризики видобутку сланцевого газу на газонасних площах України / А.В. Калінінченко, О.П. Копішинська, А.В. Копішинський // Вісник Полтавської державної аграрної академії. – 2013. – № 2. – С. 127–131.
3. **Нетрадиційні** джерела вуглеводнів України: у 8 т. / [С.Г. Вакарчук, Т.Є. Довжок, К.К. Філюшкін та ін.]. – К.: ТОВ «ВТС ПРИНТ», 2013–2014. – Т. 5, 6, 7: Перспективи освоєння ресурсів сланцевого газу та сланцевої нафти Східного нафтогазоносного регіону України. – 2013. – 240 с.
4. **Impacts** of shale gas and shale oil extraction on the environment and on human health. European Parliament's Committee on Environment, Public Health and Food Safety. Manuscript completed in June 2011. Brussels, © European Parliament, 2011 p. 86.
5. **Римар М.В.** Екологічна безпека видобування сланцевого газу в Україні / М.В. Римар, А.С. Краєвська, І.С. Дулин // Регіональна економіка. – 2012. – №4. – С. 109–114.

Приріст запасів нафти і газу в світі

За оцінкою IHS, обсяги приросту традиційних запасів нафти і газу в світі (за межами Північної Америки) протягом багатьох років знижувалися і у 2015 р. становили рекордно малу величину – усього 1,64 млрд т (12 млрд барелів) нафтового еквіваленту. Це найнижча цифра за останні 64 роки. Якщо взяти окремо приріст запасів нафти, то він у 2015 р. становив тільки 382 млрд т (2,8 млрд барелів), газу – трохи більше від 1,23 млрд т (9 млрд барелів) н.е. Не кращі перспективи щодо приросту запасів і у 2016 р.

Через різке падіння цін на нафту (зі 100 дол. США за барель у 2014 р.) багато компаній у 2015 р. почали скорочувати витрати на розвідку нових родовищ традиційного типу, ця ж тенденція продовжується і у 2016 р. У результаті зменшення фінансування в 2015 р. обсяги розвідувального й оціночного буріння впали, що призвело до зниження приросту традиційних запасів вуглеводнів. У 2015 р. за межами Північної Америки було пробурено менше ніж 4300 розвідувальних і оціночних свердловин, у той час як у 2014 р. їх нараховувалося 5200, а в рекордному (за період 2005–2015 рр.) 2012 р. – майже 5300. У глибоких водах (від 1000 до 5000 футів, тобто від 305 до 1524 м) кількість геологорозвідувальних свердловин зменшилася більше ніж на 20 %, у той час як ультраглибоке буріння (на глибинах моря понад 5000 футів) скоротилося на понад 40 % порівняно з 2014 р. У дослідженні зазначається, що ці цифри стосуються пошуків традиційних вуглеводнів (за винятком сланців Північної Америки).

Компанія IHS зазначає, що нафта з щільних порід Північної Америки не вирішить проблеми скорочення приросту нових запасів у світі. За прогнозами, обсяги видобутку нафти з щільних порід у 2040 р. становитимуть всього 10–15 % від сумарного показника, а тому світовий ринок все ще потребує приросту запасів і видобутку вуглеводнів із традиційних джерел.

За матеріалами *2015 market lowest year for discovered oil and gas. Pipeline oil & gas magazine. May, 2016. Digital Edition*

Українські фахівці нафтогазової галузі в Афганістані

Афганістан – країна в Центральній Азії площею 652,8 км² і з населенням 31 млн чол., яка має багаті мінеральні ресурси. Тут відкрито понад 1400 родовищ різних корисних копалин, серед яких барити, хроміти, залізні руди, вугілля, золото, свинець, природний газ, нафта, дорогоцінне каміння. Відомий на увесь світ афганський лазурит, який видобувають і сьогодні, було виявлено ще в єгипетських гробницях та під час розкопок Трої.

Однак до найважливіших ресурсів гірничої промисловості країни потрібно віднести природний газ, видобування якого в кінці минулого століття приносило країні левову частку валютних надходжень, і нафту. За оцінками Геологічної служби США та Міністерства гірництва і промисловості Афганістану, ресурси газу в країні становлять 444 млрд м³, нафти – понад 250 млн м³, газоконденсату – близько 90 млн м³. Більша частина ресурсів нафти зосереджена в Афгано-Таджицькому, природного газу – в Амудар'їнському басейнах [1].

Перші дослідження з метою пошуків нафти і газу в Афганістані були проведені англійськими геологами ще в 30-х та 80-х рр. XIX ст., але вони не дали конкретних результатів. До систематичних геологічних і геофізичних досліджень нафтогазового потенціалу приступили тільки у 1958 р., після підписання відповідної угоди між Афганістаном і колишнім СРСР. Деякий час тут також працювали фахівці з Румунії та тодішньої Чехословаччини. Завдяки роботі радянських фахівців у провінції Шибарган, на захід від Мазарі-Шарифу, було знайдено промислові запаси природного газу на глибині 1300 м. Пізніше на півночі країни було відкрито інші газові родовища, і у 1967 р. в Афганістані розпочали промислове видобування газу. У цьому ж році побудовано газопровід діаметром 820 мм до кордону з Узбекистаном, і більшу частину видобутого газу почали експортувати до колишнього СРСР [2]. Обсяг експорту газу становив 2,1–2,7 млрд м³ на рік, і газова промисловість країни фактично стала додатком до газової промисловості тодішніх республік Середньої Азії.

Протягом 60–80-х років минулого століття в Афганістані щорічно працювало в середньому близько 250 радянських спеціалістів із розвідки нафтогазових родовищ, найбільша їх кількість (307 осіб) припадає на 1971 р. [1, 3]. Основу цього контингенту становили українські фахівці. За період 1974–1988 рр. у країні було відкрито шість нафтових і сім газових родовищ із комерційними запасами, ще на 12 площах отримано при-

пливи нафти і газу. У зв'язку з бойовими діями з 1992 р. подальші спільні роботи було припинено.

Завдяки високій кваліфікації, великому досвіду та організаторським здібностям українські експерти обіймали керівні посади у контрактах із розвідки нафти і газу, експлуатації газових родовищ і транспортування газу. Зокрема, протягом двох десятиліть практично всі керівники контрактів були вихідцями з України: фахівці з розвідки та розробки родовищ В.І. Юшкевич (1968–1972) – зі Львова, В.О. Сисоєв (1972–1975) – із Харківщини, Р.В. Палінський (1981–1984) і канд. геол.-мінерал. наук І.В. Леськів (1984–1988) – із Сімферополя, фахівець із транспортування газу Р.В. Козак (1986–1989) – із Києва [3, 4]. В останнє десятиліття керівники контрактів одночасно були радниками міністра гірництва та промисловості Афганістану з питань нафти і газу.

Роман Васильович Козак народився 04.01.1934 р. у с. Вільхівці у Надсянні (тепер територія Польщі). Після закінчення Дрогобицького нафтового технікуму в 1954 р. почав працювати в управлінні «Башвостокнефтегазразведка». У 1963 р. закінчив МІНХіП і очолив Кам'яно-Бузьке ЛВУМГ, а з 1973 р. працював начальником Диканського ЛВУМГ УМГ «Київтрансгаз». У 1974 р. його призначили начальником відділу компресорних станцій, пізніше – начальником Управління транспортування газу об'єднання «Укргазпром». Брав участь у будівництві магістральних газопроводів «Союз», Уренгой–Помари–Ужгород, був організатором пуску в експлуатацію компресорних станцій у віддалених районах колишнього СРСР. Упродовж 1986–1989 рр. працював радником міністра гірництва та промисловості Республіки Афганістан й одночасно керівником групи спеціалістів, які займалися розробкою газових родовищ цієї країни. Забезпечував належні умови експлуатації родовищ, транспортування газу, брав участь у ліквідації аварій на газових об'єктах. Під його керівництвом було розроблено програми і методики, за якими підготовлено для газової промисловості республіки 120 афганських фахівців. Після повернення в Україну Роман Васильович був заступником генерального директора об'єднання «Укргазпром», із 1994 р. – членом правління АТ «Укргазпром», у 1999–2008 рр. – заступником генерального директора ДК «Укртрансгаз», керував роботами зі спорудження та експлуатації АГНКС. До виходу на пенсію в 2011 р. працював головним радником керівника компанії. Він – автор понад 20 патентів й авторських свідоцтв на винаходи. Його нагороджено орденами Трудового Червоного Прапора, «Знак пошани», святого рівноапостольного князя Володимира Великого III ступеня, святого Миколи Чудотворця III ступеня, державними відзнаками Республіки Афганістан. Він – відмінник газової промисловості.

Ігор Володимирович Леськів народився 05.02.1944 р. у с. Яглуш Рогатинського району на Івано-Франківщині. Закінчив Дрогобицький нафтовий технікум, потім ІФІНГ. Трудову діяльність розпочав у 1963 р. помічником бурильника у Самбірській КРБ. На підприємствах тресту «Львівнафтогазрозвідка» пройшов шлях від бурового майстра до начальника геологічного відділу експедиції. У 1977 р. очолив геологічний відділ об'єднання «Кримморгеологія», протягом 1981–1983 рр. був головним геологом – заступником генерального директора об'єднання. Упродовж 1984–1988 рр. обіймав посаду радника міністра гірництва та промисловості Афганістану і водночас був керівником контракту радянських спеціалістів із розвідки нафти і газу, а з 1992 до 1994 р. – головним геологом цього контракту. У 1993–1995 рр. – директор представництва «Тавзарубіжгаз», пізніше – керівник департаменту виробництва коцерну «Надра», з 2000 до 2011 рр. – перший віце-президент ЗАТ «Укрна-



драсервіс». За його участю розвідано Хідновицьке, Пинянське, Залужанське газові та Старосамбірське нафтове родовища у Прикарпатті, Актаське, Семенівське нафтові та Фонтанівське газове родовища в Криму, газове родовище на площі Чахча в Афганістані. Він – канд. геол.-мінерал. наук, автор і співавтор трьох монографій та понад 30 наукових статей, автор 10 історико-художніх книг. Нагороджений двома медалями ДРА.

Роман Васильович Палінський народився 21.03.1934 р. у м. Дрогобич на Львівщині. У 1957 р. закінчив ЛПІ, здобувши кваліфікацію інженера-геолога, і почав працювати геологом, старшим геологом у Долинській КБ, а з 1960 р. обіймав посаду головного геолога Пасічнянської КБ тресту «Прикарпатбургаз». Брав участь у дорозвідці Північно-Долинського, Битківського, Пасічнянського та відкритті Бабченського, Пнівського та ін. нафтових і газових родовищ Прикарпаття. У 1965–1970 рр. був головним геологом – консультантом і керівником групи радянських спеціалістів на підприємстві «Mittenwald» у Східній Німеччині. Брав участь у розвідці і відкритті Зальцведельського, Пекензенського й ін. газових родовищ та їх облаштуванні. Після повернення в Україну обіймав посади головного геолога комплексної тематичної партії тресту «Львівнафтогазрозвідка», з 1972 р. – начальника геологічного відділу об'єднання «Кримморгеологія», а з 1973 р. – головного геолога-заступника генерального директора підприємства. Керував розвідувальними роботами із пошуків нафти й газу в південному регіоні України, в тому числі в акваторії Чорного й Азовського морів, став учасником відкриття ряду родовищ. У 1981–1984 рр. працював радником міністра гірництва і транспорту Афганістану та керівником групи радянських спеціалістів. За його участю відкрито Башикурдське газове родовище та нові поклади газу на Джар-Кудуцькому родовищі. З 1984 р. продовжував працювати головним геологом-заступником генерального директора об'єднання «Кримморгеологія», а у 1997–2013 рр. був головним геологом ТОВ «Кримтехаснафта», долучився до відкриття Поворотного і Придорожного газових родовищ. Він – автор та співавтор трьох монографій і 25 наукових статей. Заслужений геолог України, нагороджений орденами НДР, Республіки Афганістан та ін. відзнаками.

Високу посаду радника-консультанта з газової та нафтохімічної промисловості в Міністерстві гірництва та промисловості Афганістану протягом шести років обіймав канд. техн. наук Р.І. Белобров, який до цього працював начальником одного з найбільших в Україні підприємств – Харківського УМГ об'єднання «Укргазпром».

Рудольф Ігнатійович Белобров (14.06.1934–27.02.2008) народився у м. Аша Челябінської обл. (Росія). Після закінчення Уфимського нафтового інституту з 1957 р. працював у Дніпропетровському РУМГ Київського УМГ оператором, потім інженером. У 1961 р. закінчив Всесоюзний заочний енергетичний інститут. Наступного року його призначили головним диспетчером, а 1972 р. – головним інженером Харківського УМГ. Із 1974 р. він очолює це підприємство. За його участю проводили реконструкцію і будівництво нових компресорних станцій та магістральних газопроводів до державного кордону з метою експортування газу до Румунії і Болгарії, розширювали газотранспортну систему південної частини України для газопостачання металургійних, хімічних підприємств та населених пунктів. Після захисту дисертації з 1971 р. Рудольф Ігнатійович одночасно був доцентом Харківського інженерно-будівельного інституту. Протягом 1981–1987 рр. працював радником-консультантом Міністерства гірничих справ та промисловості Афганістану. Приділяв велику увагу проведенню геологорозвідувальних робіт та надійності роботи газових промислів і газопроводів, якими газ транспортували до колишнього СРСР. Після повернення в Україну обіймав посаду заступника директора з наукової роботи, а у 1996–2001 рр. – провідного наукового співробітника УкрНДІгазу. Він – кандидат

технічних наук, має близько 50 опублікованих наукових робіт. Нагороджений орденом Трудового Червоного Прапора, медалями «За трудову доблесть», «За доблесну працю», ВДНГ СРСР, він – відмінник газової промисловості.

Упродовж 13 років головними інженерами групи радянських спеціалістів працювали українські фахівці з буріння свердловин: М.І. Кілянський (1969–1974) із Калуша, С.П. Яцина (1975–1979) із Прилук і О.М. Чаплик (1981–1984) із Самбора. Головними фахівцями тут плідно працювали такі вітчизняні експерти, як В.І. Барановський, Б.О. Бялюк, О.А. Ващук, І.Р. Гордій, Ф.А. Давидюк, О.О. Жучков, М.І. Казанчин, М.І. Кінаш, М.Г. Коблянський, В.С. Когунь, І.М. Коцюбан, Б.М. Москаленко, М.М. Пілатов, С.А. Походенко, М.С. Силка, І.П. Слободянюк, А.Р. Соболев, В.М. Халас та ін. Серед них переважно були спеціалісти з буріння свердловин, які мали великий досвід буріння розвідувальних та експлуатаційних свердловин у складних геолого-технічних умовах.

Богдан Онуфрійович Бялюк народився 30.12.1936 р. у с. Ямниця Тисменицького району на Івано-Франківщині. У 1959 р. закінчив нафтопромисловий факультет ЛПІ і почав працювати бурильником Первомайської КРБ тресту «Харківнафтогазрозвідка». Був майстром, начальником ділянки, а з 1967 р. – головним інженером Ізюмської КРБ. У 1970–1974 рр. працював в Афганістані. Після повернення із закордонного відрядження став начальником Красноградської НГРЕ тресту «Харківнафтогазрозвідка», а у 1981 р. – генеральним директором об'єднання «Чернігівнафтогазрозвідка». За його участю було відкрито Хрестищенське, Кегичівське, Медведівське, Сахалінське, Яблунівське та ін. газові і нафтові родовища. Упродовж 1984–1991 рр. Богдан Онуфрійович був заступником міністра геології України, потім – заступником начальника Головного координаційного геологічного управління «Укргеологія», у 1991 р. його призначено заступником голови Держкомітету України з геології та використання надр. У 1997–2000 рр. був віце-президентом корпорації «Укрзарубіжнафтогаз», у з 2003 р. – помічник-консультант народних депутатів України. Він – почесний розвідник надр, нагороджений грамотами Верховної Ради України, галузевими відзнаками.

Михайло Іванович Коблянський народився 06.12.1933 р. у с. Ковиничі Самбірського району, що на Львівщині. Після закінчення у 1957 р. нафтопромислового факультету ЛПІ працював бурильником, буровим майстром спеціалізованого управління тресту «Союзпромбурвод» (м. Сизрань Самарської обл., Росія), із 1958 р. – бурильником Нафтогазрозвідки 4, що в м. Калуші, майстром, начальником цеху з випробування свердловин Болевської КРБ, у 1964–1967 рр. – начальником цеху з випробування свердловин, начальником виробничо-технічного відділу контори капітального ремонту свердловин НПУ «Долинанафта». Із 1967 р. працював у Самбірській КРБ тресту «Львівнафтогазрозвідка» інженером, старшим інженером, із 1982 р. – начальником виробничо-технічного відділу. У 1987–1988 рр. Михайло



Іванович за контрактом перебував в Афганістані, де обіймав посаду інженера з ліквідації аварій, пізніше керівника технологічного відділу. Брав участь в ліквідації складних аварій, запропонував конструкцію ударного механізму, який використовувався під час ліквідації прихоплення бурильних колон, а також удосконалену конструкцію пристрою для відбирання керна. Після повернення в Україну до 1993 р. продовжував працювати інженером Самбірської експедиції глибокого буріння. Він – автор п'яти деклараційних патентів, нагороджений Грамотою Верховної Ради УРСР, медалями «За заслуги в розвідці надр», «За доблесну працю» та ін.

Заслуженою повагою користувалися фахівці з геології та розробки газових родовищ канд. геол.-мінерал. наук Л.В. Курилюк та інженер-геолог І.Р. Гордій, які приїхали з тресту «Чернігівнафтогазрозвідка» та об'єднання «Укр-газпром» відповідно.

Ігор Романович Гордій (29.03.1935–16.06.2006) народився у с. Григорівка Рясівського повіту (нині – територія Польщі). У 1939 р. родина переїхала до м. Чортків Тернопільської області. Після закінчення у 1957 р. ЛПІ за спеціальністю «геологія та розвідка нафтових родовищ» працював оператором, пізніше геологом, старшим геологом, старшим геологом-заступником завідуючого Рудківського газопромислу Стрийського ГПУ. У 1965–1968 рр. перебував у службовому відрядженні в Афганістані. З 1969 р. обіймав посади старшого геолога, а з 1972 р. головного технолога геологічного відділу об'єднання «Укргазпром». З 1985 р. по 1988 р. він знову працює в Афганістані, а після повернення в Україну – головним технологом з підземного зберігання газу УМГ «Київтрансгаз». У 1991–1995 рр. Ігор Романович працював провідним геологом, а згодом начальником сектору геологічного управління Укргазпрому. З 1995 р. і до виходу на пенсію у 2004 р. – начальник відділу, провідний інженер відділу підземного зберігання газу УМГ «Київтрансгаз». Нагороджений медалью «Ветеран праці», медалью Афганістану «За внесок в афгансько-радянське співробітництво».

Питаннями забезпечення надійного транспортування газу з афганських родовищ до колишнього СРСР займався досвідчений спеціаліст у цій царині В.С. Когунь, який до відрядження до Афганістану працював начальником УМГ «Київтрансгаз» об'єднання «Укргазпром».

Володимир Степанович Когунь (27.12.1932–30.10.2007) народився у с. Жердя Чемеровецького району на Хмельниччині. У 1956 р. закінчив гірничопромисловий факультет ЛПІ і працював на інженерних посадах у бурових організаціях Надволжя і Середньої Азії. З 1962 р. – головний інженер, пізніше – начальник Іванівського райуправління Горьковського УМГ, начальник Комсомольського райуправління Північно-Уральського УМГ (Росія). У 1968 р. його призначили головним інженером Лубенського райуправління Київського УМГ об'єднання «Укргазпром». Із 1970 р. був головним інженером Київського УМГ, а в 1976–1988 рр. – керівником підприємства. Брав участь у спорудженні газопроводів Шебелинка–Диканька–Київ, Єлець–Курськ–Київ, Уренгой–Помарі–Ужгород, Солохівського ПСГ, реконструкції компресорних станцій. У 1988–1989 рр. працював в Афганістані. Після повернення в Україну і до виходу на пенсію у 2004 р. Володимир Степанович обіймав посади головного фахівця, начальника відділу управління, головного механіка ДК «Укртрансгаз». Він – заслу-

жений працівник промисловості України, відмінник газової промисловості, нагороджений орденом «Знак Пошани».

В екстрених випадках до Афганістану приїздили й інші українські фахівці. Так, у 1974 р. бригада спеціалістів протифонтанної служби на чолі з Л.М. Калиною успішно ліквідувала на родовищі Єтим-Таг відкритий газовий фонтан, який не могли погасити протягом кількох років.

В Афганістані працювало також багато українців, які прибували з інших регіонів колишнього СРСР, зокрема: інж. І.Є. Омельчук, який був начальником компресорної станції Інчукальського підземного сховища газу в Латвії. На зламі століть він очолював громадське об'єднання українських товариств Латвії.

Крім науково-технічної та виробничо-організаційної допомоги в розвитку нафтогазового комплексу Афганістану, українські фахівці брали участь і в підготовці місцевих інженерних кадрів. Серед них потрібно відзначити канд. техн. наук І.А. Ваську, який працював у Кабульському політехнічному інституті.

Іван Антонович Васько (01.01.1934–11.10.1912) народився у с. Розбуж Пшеворського повіту на Рівщині (нині територія Польщі). У 1945 р. родину переселили до с. Трибухівці Бучацького району Тернопільської області. Після закінчення 1954 р. Дрогобицького нафтового технікуму працював помічником бурільника і бурільником Миргородської КРБ, з 1955 р. – бурільником і буровим майстром у Жирновській КРБ об'єднання «Сталінград-нафта». У 1963 р. закінчив ЛПІ і його залишили асистентом на кафедрі буріння нафтових і газових свердловин. Із 1964 р. продовжував працювати асистентом, старшим викладачем, пізніше доцентом кафедри вже в ІФНГу. У 1966–1968 та 1972–1974 рр. Іван Антонович був заступником декана газонафтопромислового факультету. З 1980 по 1984 рр. працював у Кабульському політехнічному інституті викладачем і виконував обов'язки завідувача кафедри геології і розробки нафтових і газових родовищ. Із 1985 по 1996 рр. він – декан газонафтопромислового факультету ІФНГ та ІФДУНГ. Основними напрямками його наукової діяльності були: дослідження взаємодії компонентів нижньої частини бурильної колони з вибоєм та стінкою свердловини; вивчення впливу анізотропності гірських порід на викривлення свердловини; розробка заходів для управління траєкторією свердловини. Опублікував близько 90 наукових праць, нагороджений медалями «Ветеран праці» та «За трудову відзнаку».

У зв'язку зі зміною геополітичних обставин у регіоні останніми десятиліттями експорт газу з країни різко знизився. Для подальшого розвитку нафтової і газової промисловості, реалізації значного потенціалу з видобутку вуглеводневої сировини Афганістан у 2011 р. підписав контракт із китайською компанією CNPC щодо розвідки та розробки нафтових і газових родовищ у басейні ріки Амудар'я. У країні планується також побудувати нафтопереробний завод. Існує проект будівництва газопроводу з Туркменістану до Пакистану через територію Афганістану, але реалізацію його заморожено через нестійку політичну ситуацію в країні.

З.П. Осінчук,
канд. техн. наук

Список використаних джерел

1. **Mining in Afghanistan** [Електронний ресурс]. – Режим доступу: https://en.wikipedia.org/wiki/Mining_in_Afghanistan.
2. **Лисичкин С.М.** Энергетические ресурсы и нефтегазовая промышленность мира / С.М. Лисичкин. – М.: Недра, 1974. – 408 с.
3. **Леськів І.В.** Геологорозвідники з України за кордоном у 1945–2006 рр. – К., 2015. – 136 с.
4. **Нафтогазова** галузь України: поступ і особистості / За ред. З.П. Осінчука. – К.: Логос Україна, 2013. – 328 с.

Нафтогаз виплатив кошти, залучені за кредитом ЄБРР

16 травня Національна акціонерна компанія «Нафтогаз України» виплатила останній транш позики за поновлювальною кредитною лінією, узгодженою з ЄБРР минулого року. Протягом грудня 2015 р. та січня 2016 р. Компанія повністю використала доступні кошти за кредитом у розмірі 300 млн дол. США. Виплати процентів та повернення кредиту здійснено вчасно.

Кредитна лінія продовжує діяти до 2018 року, і Нафтогаз зможе скористатися її коштами протягом двох подальших опалювальних сезонів.

«Співробітництво з ЄБРР в рамках цієї кредитної лінії є важливим із багатьох причин. Завдяки цій співпраці не лише був закуплений газ, необхідний Україні для проходження опалювального періоду. Отримав необхідний імпульс процес реформування корпоративного управління на підприємствах державної форми власності. Крім того, ЄБРР проводить моніторинг впровадження нових стандартів звітності, прозорості, екологічної та соціальної відповідальності у Нафтогазі», – прокоментував голова правління Нафтогазу Андрій Коболєв.

Усього за минулий опалювальний сезон за кошти кредиту ЄБРР в Україну надійшло 1,7 млрд м³ газу. При цьому Нафтогаз частково фінансував договори, укладені за результатами процедур закупівлі за кредитні кошти ЄБРР, за власний рахунок.

Середньозважена вартість закупівлі газу в Європі за кредитні кошти в пункті поставки становила 193 дол. США за 1 000 м³. Постачальниками Нафтогазу за кошти кредиту ЄБРР були компанії NobleCleanFuelsLimited, Engie SA, AxpoTrading AG, E.ON GlobalCommodities SE та Enitrading&shippingS.p.A., визначені за результатами конкурсної процедури закупівель.

Довідково: кредитна лінія ЄБРР у розмірі 300 млн дол. США була відкрита у жовтні 2015 року та призначена для закупівлі газу на західному кордоні України. Однією з умов надання кредиту ЄБРР була реалізація Урядом України плану дій щодо реформи корпоративного управління в Нафтогазі.

Позика ЄБРР є поновлювальним кредитом на 3 роки. Протягом цього строку Компанія може погашати і знову позичати кошти в межах цієї суми, щоб профінансувати авансові закупівлі газу.

За матеріалами <http://www.naftogaz.com/www/3/nakweb.nsf/0/424BBDDF52DB0388C2257FB9004BE54A?OpenDocument&year=2016&month=05&nt=%D0%9D%D0%BE%D0%B2%D0%B8%D0%BD%D0%B8&>

Засідання нової Наглядової ради Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України»



11 травня 2016 року відбулося перше засідання нової Наглядової ради Нафтогазу, у якому взяли участь незалежні директори Пол Ворвік, Чарльз Проктор та Маркус Річардс, а також представники держави Юлія Ковалів та Володимир Демчишин.

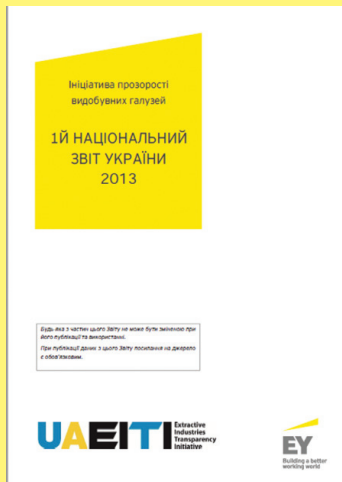
Головою наглядової ради було обрано представника держави Юлію Ковалів. Заступником голови наглядової ради став незалежний директор Пол Ворвік. До складу кожного з трьох комітетів увійшли всі члени наглядової ради, при чому згідно з вимогами статуту Нафтогазу саме незалежні директори їх очолили. Зокрема, головою комітету з питань аудиту було обрано Чарльза Проктора. Комітет з питань етики очолив

доктор Маркус Річардс, а комітет з призначень та винагород – Пол Ворвік.

Упродовж 8–10 червня 2016 року, на другому засіданні Наглядової ради, було розглянуто питання щодо діяльності Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України», що входять до компетенції Наглядової ради. Так, було схвалено окрему річну фінансову звітність Компанії за рік, що закінчився 31 грудня 2015 року, підготовлену згідно з Міжнародними стандартами фінансової звітності, та прийнято ряд рішень щодо діяльності компанії.

За матеріалами <http://www.naftogaz.com/www/3/nakweb.nsf/0/27AEC173C719085EC2257FB1002115F2?OpenDocument&year=2016&month=05&nt=%D0%9D%D0%BE%D0%B2%D0%B8%D0%BD%D0%B8&>

Ініціатива прозорості видобувних галузей



Ініціатива прозорості видобувних галузей (ІПВГ) – це незалежний і добровільно підтримуваний на міжнародному рівні стандарт прозорості управління національними ресурсами країн, який був прийнятий міжнародним співтовариством у вересні 2002 р. у Йоганнесбурзі (ПАР) на Світовому саміті з питань сталого розвитку. ІПВГ упроваджується у 51 країні світу, зокрема США, Норвегії, Великобританії, Німеччині, а також Азербайджані, Казахстані тощо. ІПВГ потребує проведення аудиту платежів, які здійснюють компанії, та доходів, пов'язаних із розробкою національних природних ресурсів, які отримують уряди країн.

Метою впровадження ІПВГ в Україні є забезпечення прозорості в управлінні природними ресурсами країни і розкриття державних доходів від видобувного сектору. Також імплементація ІПВГ є передумовою надання Україні макрофінансової допомоги і одним з міжнародних зобов'язань нашої держави.

Механізм дії стандарту полягає в тому, що видобувні компанії публікують інформацію про платежі в бюджет та державним органам, а уряд оприлюднює суми надходжень від видобувних компаній. Дані зіставляються щорічно в Національному звіті ІПВГ і супроводжуються міжнародною експертною оцінкою. Одна із цілей звіту – інформувати громадськість про те, що відбувається з природними ресурсами її країни.

Національний звіт ІПВГ складається з двох частин: контекстуальної інформації та інформації щодо звірки платежів. У звіті за 2013 рік контекстуальна інформація включала в себе такі дані:

- загальна інформація про галузь та найбільші родовища нафти і газу в Україні;
- показники обсягу видобутку вуглеводнів за 2013 рік;
- дані щодо запасів основних вуглеводнів в Україні;
- транспортування нафти та газу із видобутих на території України;
- моніторинг ділянок надр, на які надані спеціальні дозволи;
- роль нафтогазової галузі в економіці України;
- нормативне та фіскальне регулювання нафтогазової галузі України;
- повноваження органів державної влади та ін.

Наступний звіт охоплюватиме також сектор видобування руди та вугілля та міститиме дані за 2014–2015 рр.

В Україні органом, відповідальним за впровадження ІПВГ та підготовку звітів, є Міненерговугілля. Керівництво та контроль за виконанням ІПВГ здійснює багатостороння група зацікавлених осіб (БГЗО), яка складається з представників уряду, компаній та громадських організацій. З метою ефективного упровадження ІПВГ за підтримки Світового банку було створено Національний секретаріат ІПВГ в Україні.

Переваги ІПВГ:

- для уряду: декриміналізація і реформування галузі видобування, подолання корупції, залучення інвестицій, спрощення і демократизація процесів управління;
- для компаній: захист чесної конкуренції, прозорість у стосунках із владою, спрощення отримання ліцензій, дозволів, укладання угод на видобування, стабільність і гарантії для ведення бізнесу й інвестицій, зміцнення ділової репутації шляхом підтримки ІПВГ/EITI;
- для громади: забезпечення соціальних гарантій, вплив на політику і бізнес, залучення додаткових коштів на розбудову місцевої інфраструктури, підвищення рівня життя, запобігання екологічним негараздам і погіршенню стану довкілля, стабільність розвитку території, демократизація управління місцевими фінансами.

Більш докладну інформацію про особливості та вимоги до стандарту ІПВГ можна отримати на українському сайті ІПВГ www.eiti.org.ua