

тою реалізації великих зусиль на натискному якорі, необхідно мати порівняно великі будівельні об'єми статора. Тому, в подальшому необхідно використовувати досконаліші конструкції, найбільш доцільно як виконуючий механізм використовувати електричний двигун зі знижуючим редуктором та натискним шпинделем.

З метою комплексного вирішення автоматизації процесу гальмування необхідно, щоб електронна керуюча система також керувала допоміжними гальмами. Найбільш доцільно використовувати разом з основними електричними і допоміжні електричні гальма [4, 5], які відрізняються зручністю керування, стабільністю режиму роботи, можливістю плавного регулювання гальмівного моменту. Гальмівний момент електричного допоміжного гальма можливо регулювати зміною величини струму обмотки збудження комп'ютером через реле керування.

Для створення повністю автоматизованої гальмівної системи необхідно вирішити також ще одне завдання. Розробити конструкції та виготовити на сучасній елементній базі вимірювальні давачі, наприклад, швидкості і переміщення бурової колони.

Висновки

Для удосконалення спуско-піднімальних операцій необхідне широке впровадження автоматизованих систем керування процесом гальмування. Подальше удосконалення гальмівних систем можливо тільки внаслідок широкого

ІФНТУНГ розробляється теоретичне обґрунтування, а в ДК "Укргазвидобування" здійснюється великий обсяг робіт на основі впровадження енергетичних, економічних та екологічно використання електронних систем та комп'ютерних технологій. Для впровадження керуючих комп'ютерних систем необхідно застосувати як виконуючі механізми гальмівні пристрої з електричним приводом, які на лабораторній моделі показали свою роботоздатність та ефективність.

Література

1. Varco General Catalog. 2004. – 304 с.
2. Компания Maritime Hydraulics. Общий каталог на оборудование. 1998-1999. – 340 с.
3. Колчерин В.Г., Колесников И.В., Копилов В.С., Баренбойм Ю.Л. Новое поколение буровых установок Волгоградского завода в Западной Сибири. – Сургут, ГУП ХМАО „Сургутская типография”, 2000. – 320 с.
4. Устройство оптимизации спуско-подъемных операций в бурении: А.с. 1492030 СССР, Е21В 44/00/ ВА. Бражников, Н.И. Заварзин, А.К. Рахимов, М.И. Сергеев (СССР). – №4322199/23; Заявлено 26.10.87; Опубл. 07.07.89; Бюл. №25. – 3 с.
5. Устройство автоматического управления электротормозной машиной бурового агрегата: А.с. 1082927 СССР, Е21В 19/00/ Б.М. Парфенов, С.В. Колодезев, А.И. Коган, В.В. Жиликов, С.А. Чекалина (СССР). – №3414170/22; Заявлено 25.03.82; Опубл. 30.03.84; Бюл. №12. – 3 с.

УДК 621.514.(047)

ОПТИМИЗАЦІЯ ПРОЕКТІВ РЕКОНСТРУКЦІЇ ТА БУДІВНИЦТВА ДОТИСКНИХ КОМПРЕСОРНИХ СТАНЦІЙ

¹Є.І.Крижанівський, ²Ю.О.Бобошко, ¹Б.В.Копей

¹ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42464, 42353
e-mail: rector@nung.edu.ua, kopeyb@nung.edu.ua

²ДК "Укргазвидобування", м. Київ, Кудрявська, 28, e-mail: boboshko@gasdob.com.ua

Предлагаются оптимальные проекты компрессорных станций для газового промысла. Метод оптимизации основан на нескольких критериях, включая технические, экономические, социальные и другие. Проанализированы два варианта выбора компрессоров для новых и реконструированных станций.

The optimum projects of compressor stations for gas production are proposed. The method of optimization is based on several criteria including technical, economic, social and so on. Two variants of choice of compressor for new and reconstructed stations are analyzed.

Газова промисловість у даний час характеризується старінням устаткування об'єктів видобутку газу, газотранспортної системи, газорозподільних станцій та іншого обладнання. Для подальшого забезпечення функціонування і безпеки цих об'єктів найважливішого значення набуває їх реконструкція. У цьому напрямку

ефективних технологій і нової техніки, серед яких зокрема можна відзначити: заміну морально і фізично зношених ГПА на сучасне устаткування з поліпшеними характеристиками; утилізацію теплової енергії викидних газів, використання турбодетандерних установок для спрацьовування надлишкового тиску природ-

ного газу на КС, ГРС і ГРП; впровадження в експлуатацію малих родовищ газу й окремих свердловин та інші.

Необхідно відзначити, що залежно від конкретних умов і призначення компресорної станції необхідно мати можливість вибору різних типів ГПА з метою забезпечення оптимального проектування КС. Наявність виробництва в країні ГПА з газотурбінними, газопоршневими та електричними приводами дає змогу перекривати широкий діапазон продуктивностей і потужностей. Тільки газотурбінні приводи різної одиничної потужності 6, 10, 16, 25 МВт з існуючим уніфікованим рядом нагнітачів в одно- і багатоступінчастому виконанні дозволяють створювати різні комбінації установок для задоволення тих чи інших вимог проектувальників КС.

Економічні й екологічні показники ГПА безупинно удосконалюються в декількох напрямках: підвищення параметрів термодинамічного циклу; використання регенерації тепла викидних газів; впровадження комбінованих парогазових установок; у тому числі таких, які працюють за схемами STIG і "Водолій"; розробка і використання регульованих камер згоряння й інших вузлів ГПА; ресурсне проектування газотурбінних двигунів і т.п. Однак перелічені заходи охоплюють лише ГПА і не враховують характеристик родовищ газу, призначення КС, їхнього розташування на місцевості, тривалості експлуатації, потреб у кваліфікованому обслуговуючому персоналі, капітальних вкладень на будівництво чи реконструкцію й інші умови. Ось чому тільки одні економічні показники ГПА не можуть вважатися універсальними, оскільки, наприклад, їх поліпшення за рахунок ускладнення схем ГТУ і підвищення параметрів циклу призводить до істотного підвищення вартості устаткування і витрат на будівництво чи реконструкцію КС, обслуговування в процесі експлуатації.

Відомо, що через зниження величин пластового тиску газу родовищ під час тривалого видобування газу виникають проблеми з недосконалістю регулювання газотурбінних приводів ГПА. Порівняно вузький діапазон робочих режимів цих приводів призводить до необхідності додаткових конструкторських доробок у процесі експлуатації, створюються аварійні ситуації, виникають вимушені зупинки, проводиться дострокова заміна устаткування і реконструкція КС із заміною ГПА з невикористанням їх ресурсом. Такі приклади свідчать про технічні прорахунки проектувальників компресорних станцій, неузгодженості характеристик ГПА з характеристиками родовища, недосконалістю економічних критеріїв, якими керувалися у виборі устаткування і будівництві КС. Безумовно, що такі критерії змінюються залежно від конкретної ситуації. Вони можуть враховувати не тільки економічні, але й соціальні та політичні аспекти. У даний час, як відомо [1-3], застосовуються більш досконалі критерії ефективності використання устаткування з урахуванням вартості життєвого циклу ГПА чи собівартості ви-

добутку, компримування чи транспортування природного газу.

Взагалі, завдання оптимального проектування, будівництва чи реконструкції компресорної станції є варіаційними багатокритеріальними постановками, а тому вимагають обґрунтованої постановки задачі з формуванням конкретних умов, для яких вони зважуються. Наочним прикладом розв'язання задач газової промисловості з використанням різних критеріїв, а саме економічних, технічних, ефективних, є роботи [3-7]. Таким чином, призначення компресорної станції, умови її створення чи реконструкції, характеристики родовища і устаткування, яке є в наявності, економічні, технічні, екологічні, соціальні й інші вимоги, тимчасові обмеження визначають у підсумку остаточні форми критеріїв ефективності. Немаловажну роль при цьому відіграють джерела фінансування для реалізації проекту, вимоги до основного та оборотного капіталу, участь інвестицій, внутрішні й зовнішні чинники, точність прогнозування й оцінки характеристик родовища, наявність вільних фінансових засобів, рівень готовності устаткування і т.п. Багатокритерійність постановки задачі природно не може забезпечити універсальний характер її розв'язання. Залежно від конкретних умов доцільно обмежитися розглядом конкретних окремих розв'язків даної задачі. Деякі її конкретні випадки наводяться нижче.

В умовах гострого дефіциту коштів виникає завдання підвищення ефективності під час вибору проектів реконструкції. Методичні рекомендації з оцінки ефективності інвестиційних проектів викладені в [1]. Питання підвищення економічної ефективності реконструкції газотранспортних систем розглянуті в [2]. У даній статті розглядаються питання вибору оптимальних проектів реконструкції дотискних компресорних станцій (ДКС) для малих і середніх родовищ, а також родовищ на завершальній стадії розробки. Під час вибору оптимального проекту реконструкції чи будівництва ДКС варто враховувати такі чинники:

- характеристики родовища (групи родовищ) і можливі проекти його розробки;
- характеристики можливих варіантів проектів підготовки газу;
- характеристики споживачів газу;
- характеристики компресорного устаткування.

Характеристики родовищ визначають можливі проекти їх розробки, що визначають тиски й об'єми газу залежно від часу. Тиски й об'єми газу, що надходить з родовищ, відповідають і-тому проекту і можуть бути задані у вигляді пар функцій

$$p_i = p_i(t), \quad q_i = q_i(t), \\ (i=1, \dots, n), \quad t \in [0, T_i], \quad (1)$$

де: p_i, q_i - відповідно, тиск і добовий об'єм газу, що надходить з родовища через час t після початку розробки за i -тим проектом;

n - кількість можливих проектів розробки;

T_i - період часу, за який родовище буде виснажено в ході розробки за i -тим проектом.

Особливістю реконструкції є також і те, що більшість родовищ характеризуються не тільки виснаженням запасів газу, але, окрім того, у процесі експлуатації свердловин змінюються їх газодинамічні характеристики, особливо в зоні перфораційного каналу [8]. Як відомо, продуктивність того самого пласта у свердловині може відрізнятись в кілька разів через гідродинаміку свердловини в зоні пласта залежно від якості розкриття пласта, що визначає його фільтраційний опір.

Характеристики можливих проектів підготовки газу і споживачів газу, що відповідають і тому проекту розробки родовища, визначають тиск на вході і виході ДКС, а також її продуктивність залежно від часу t після початку розробки. Продуктивність і тиски на вході і виході ДКС залежно від часу t визначаються розрахунком технологічної схеми підготовки газу і можуть бути задані у вигляді

$$Q_{ij} = Q_{ij}(t), P_{1ij} = P_{1ij}(t), P_{2ij} = P_{2ij}(t), \\ (i=1, \dots, n), (j=1, \dots, m), t \in [T_{0ij}, T_i], \quad (2)$$

де: P_{1ij} , P_{2ij} , Q_{ij} – відповідно, тиски на вході і виході ДКС, а також продуктивність, яку повинна забезпечити ДКС через час t за i -тим проектом розробки родовища та j -тим проектом підготовки газу;

m – кількість можливих варіантів проектів підготовки газу;

T_{0ij} – час початку використання ДКС за i -тим проектом розробки та j -тим проектом підготовки газу.

Проектні характеристики компресорів ДКС повинні забезпечувати роботу всього газовидобувного комплексу в будь-який момент часу $t \in [T_{0ij}, T_i]$. А саме, з обраного i -того проекту розробки родовища та j -того проекту підготовки газу ДКС повинна забезпечити продуктивність за вхідних і вихідних тисків, визначених за формулами (2). Використання ДКС можна розпочинати за тисків на її вході, рівних декільком МПа, і закінчуватися за тисків, рівних декільком десятим часткам МПа, що визначає значну зміну необхідних ступенів стискування ДКС. Добова продуктивність ДКС, необхідна для роботи газовидобувного комплексу, у початковий і кінцевий період експлуатації також може відрізнятись в десятки разів [9]. Технічні характеристики сучасних поршневих компресорів, газомотокомпресорів (ГМК) і газопомпвальних відцентрових агрегатів (ГПА) з газотурбінним приводом не дозволяють використовувати той самий тип устаткування для роботи в таких широких діапазонах експлуатаційних параметрів. Так, ГПА з газотурбінним приводом можуть забезпечувати зміни ступеня стискування і продуктивності до 20-25% від їх номінальних значень, а поршневі компресори і газомотокомпресори до 40-50%. Тому, на визначених стадіях у процесі експлуатації газовидобувного комплексу ДКС підлягають реконструкції. Реконструкція полягає в заміні проточних

частин нагнітачів ГПА з газотурбінним приводом, заміні компресорних циліндрів на циліндри більшого діаметра в ГМК, встановлення додаткових ступенів стискування чи інші заходи. Тому основним завданням реконструкції є вибір найбільш ефективних проектів у разі обмеження фінансових ресурсів. Завдання вибору має оптимізаційний характер.

Постановка задачі вибору найбільш ефективних проектів реконструкції здійснюється на основі їх порівняння за критеріями ефективності. За відомих критеріїв ефективності проектів у результаті бажано одержати максимальний інтегральний ефект від реалізації усіх фінансових ресурсів.

Задача оптимізації записується у вигляді

$$\max C_{ijk} = \sum_{t=T_{0ij}}^{T_{ij}} (C_{ijt} - E_{ijkt} - J_{ijkt}); \quad (3)$$

$$\sum_{t=T_{0ij}}^{T_{ij}} J_{ijkt} \leq J; \quad (4)$$

де: C_{ijt} – вартість видобутого газу і конденсату за t -ий рік;

E_{ijkt} , J_{ijkt} – відповідно, експлуатаційні витрати та інвестиції, які варто вкласти в реконструкцію за i -тим проектом розробки родовища, j -тим проектом підготовки газу, k -тим варіантом реконструкції ДКС у t -ому році.

Така задача зводиться до пошуку максимуму функціонала, що являє собою максимальний фінансовий ефект за обмежених інвестицій. Це варіаційна задача на умовний екстремум. Вартості C_{ijt} видобутого газу і конденсату за t -ий рік визначаються обсягом видобутку за i -тим проектом розробки родовища, j -тим проектом підготовки газу й ринковою ціною газу і конденсату. Експлуатаційні витрати й інвестиції E_{ijkt} , J_{ijkt} визначаються технічними характеристиками устаткування і його вартістю. З постановки задачі (3) і (4) випливає, що за надто повільного темпу видобутку газу з родовища визначальним чинником стають експлуатаційні витрати, а за надто швидкого темпу – інвестиції, і такі проекти не будуть оптимальними. Розв'язання варіаційної задачі (3) і (4) дає змогу визначити оптимальний проект розробки, підготовки газу з родовища та максимальний інтегральний ефект від реалізації усіх фінансових ресурсів.

Інша за постановкою задача проектування дотискної компресорної станції може бути сформована в такий спосіб. За відомих запасів газу в родовищі, тисків і температур природного газу, характеристик свердловин визначити кількість ГПА із заданими характеристиками і діапазоном стійкості роботи газотурбінного привода, і нагнітачів, за яких за період можливої експлуатації до чергової реконструкції КС вказані ГПА вичерпають свій ресурс.

Якщо прийняти, що тиск на виході компресорної станції повинен підтримуватися приблизно постійним протягом усього періоду експлуатації між реконструкціями, то при цьо-

му буде мати місце цілком визначений темп зниження тиску на вході ДКС і продуктивності. Під час роботи агрегату зазначений період повинен дорівнювати його ресурсу. Зниження тиску на вході ДКС і зниження продуктивності повинні забезпечити потужність привода і роботу компресора в межах їх технічних характеристик. Зміна запасів сталої роботи повинна бути також у припустимому діапазоні за весь період експлуатації ГПА, тобто протягом його ресурсу. Наявність характеристик родовища зі свердловинами, характеристик обраного ГПА із заданим ресурсом дає змогу розв'язати поставлену задачу. У загальному випадку ця задача є звичайним узгодженням елементів гідравлічної системи, що полягає у розв'язанні системи рівнянь (законів збереження): перепомпованої маси газу, балансу потужностей приводів і нагнітачів, рівняння стану природного газу і процесів у родовищі, характеристик привода, нагнітача, родовища, свердловини.

Таким чином, з викладеного вище випливає, що на початковій стадії чи проектуванні реконструкції газовидобувного комплексу необхідно в першу чергу розв'язати задачу оптимізації (3) і (4). Розв'язання цієї задачі дає змогу визначити оптимальні параметри спроектованого газовидобувного комплексу на весь період його роботи до повного виснаження родовища.

Значна кількість паливних ресурсів, що видобуваються в Україні, знаходиться в малих та середніх родовищах. Це зумовлює необхідність використання компресорних станцій малої потужності. Однак на даний час у низці газопомпувальних агрегатів для компресорних станцій були відсутні агрегати вітчизняного виробництва, що мають потужність меншу ніж 1000 кВт. Потреба в таких агрегатах газовидобувних підприємств надзвичайно велика. Тому ВАТ "Сумське НВО ім. М.В.Фрунзе" у 2002 році розробив за замовленням ДК "Укргазвидобування" НАК "Нафтогаз України" газопомпувальний агрегат ГПА-П-0,5/4-46С з компресором 4ГМ10-10/4-46С і газовим поршневим двигуном 6ГЧН-25/34-2 виробництва АТВТ "Первомайськдизельмаш". Компресор двоступеневий чотирициліндровий з горизонтальним опозитним розташуванням циліндрів, двигун – шестициліндровий з розташуванням циліндрів у ряд. Двигун працює за схемою з попереднім змішуванням паливного газу і повітря в колекторі перед циліндрами з електронною системою запалювання і регулювання частоти обертання.

Приймально-здавальні випробування ГПА були успішно проведені у вересні 2002 року. Перші газопомпувальні агрегати ГПА-П-0,5/4-46С були встановлені на Летнянському родовищі у ГПУ "Львівгазвидобування".

Випробування агрегатів на заводському стенді ВАТ "СМНВО ім. М.В.Фрунзе" та їх експлуатація на ДКС "Летня" показали необхідність регулювання подавання паливного газу і повітря в силові циліндри двигунів таким чином, щоб були забезпечені оптимальні значення коефіцієнта надлишку повітря і зниження значень шкідливих речовин у викидних газах.

У подальших проектах дотискних компресорних станцій необхідно враховувати заходи щодо забезпечення допустимих концентрацій забруднюючих речовин у приземному шарі повітря.

Результати випробувань і експлуатації нового поршневого газопомпувального агрегату ГПА-П-0,5/4-46С показали, що його характеристики і параметри загалом відповідають вимогам технічного завдання. Двигуни внутрішнього згорання – найбільш розповсюджений тип двигуна. Ось чому від рівня їх ефективності безпосередньо залежить дбайливе використання паливно-енергетичних ресурсів. Поряд з економічними показниками не менш важливими є урахування їх шкідливого впливу на навколишнє середовище. В умовах України ці питання мають особливо важливе значення, як через невелику кількість власних енергетичних запасів, так і через відсутність зайвих коштів на вирішення екологічних проблем. На нафтогазовій галузі країни лежить велика відповідальність у цих двох напрямках.

Враховуючи досвід ДК "Укргазвидобування" по будівництву ДКС "Летня" та світовий досвід будівництва малогабаритних блочних компресорних станцій, є два варіанти вибору типу ГПА для наших перспективних компресорних станцій згідно з "Програмою реконструкції діючих та будівництва нових дотискних компресорних станцій ДК "Укргазвидобування" на 2003-2007рр."

Перший – це ГПА виробництва "Сумського МНВО ім. М.В.Фрунзе" на базі дослідних ГПА-П-0,5, встановлених на ДКС "Летня".

Другий – це ГПА імпортного виробництва. Проаналізувавши ці варіанти можна побачити, що загальна вартість будівництва ДКС з імпортними блочними ГПА нижча ніж вартість будівництва ДКС з вітчизняними агрегатами.

При цьому також необхідно враховувати, що основними перевагами компресорів та компресорних установок західних фірм, а особливо фірми АРІЕЛЬ є:

- високі ефективність і якість ("світовий стандарт");
- високі гарантійні обов'язки;
- надійна система сервісу, постачання запчастин (95% запчастин постачається впродовж 24 годин), навчання персоналу замовника, гарантійне і післягарантійне обслуговування та інше;
- помірна вартість як основного обладнання, так і запчастин;
- можливість швидкого постачання.

Взагалі газопомпувальні агрегати з компресорами АРІЕЛЬ та з газовими двигунами Caterpillar є високонадійними та самими поширеними в світі.

Враховуючи велику потребу ДК "Укргазвидобування" в агрегатах саме такого типу та наш досвід в пуско-налагоджуваних роботах і початковому періоді експлуатації ДКС "Летня" з подібними газопомпувальними агрегатами виробництва "СМНВО ім. М.В.Фрунзе" (невисока надійність, велика кількість незначних по-

ломок, низький рівень сервісу) було б доцільним побудувати нові дотискні компресорні станції згідно з "Програмою реконструкції діючих та будівництва нових дотискувачих компресорних станцій ДК "Укргазвидобування" на 2003-2007 рр." саме на базі імпортованих газопомпвальних агрегатів.

Як приклад – рекомендуються для будівництва у 2004-2005 роках:

ДКС "Держив" з гвинтовим ГПА з компресором Frick або фірми Agiel з газовим двигуном Caterpillar.

ДКС "Хідновичі" з поршнеvim ГПА фірми Agiel з газовим двигуном фірми Caterpillar.

ДКС "Комарно" з гвинтовими ГПА з компресором Frick або фірми Agiel з газовим двигуном Caterpillar.

ДКС "Пасічна" з гвинтовими ГПА з компресором Frick або фірми Agiel з газовим двигуном Caterpillar.

ДКС "Східна Новоселівка" з гвинтовим ГПА з компресором Frick або фірми Agiel з газовим двигуном Caterpillar.

Роторні компресори, зокрема гвинтові, займають проміжне положення між поршневими і відцентровими компресорами за величинами продуктивності і тиску нагнітання. Рациональна область їх застосування лежить в діапазоні подач до 500 м³/хв та тисків від 0,1 до 2,0 МПа. Застосування гвинтових компресорів швидко зростає завдяки ряду переваг порівняно з компресорами інших типів:

– висока надійність (напрацювання на відмову складає більше 5 тис. годин, ресурс до капітального ремонту – 50-60 тис. годин);

– низька металомісткість, у два рази менша порівняно з поршневими компресорами, та малі габарити;

– повна автоматизація в роботі з плавним регулюванням продуктивності;

– висока динамічна зрівноваженість;

– якісні акустичні характеристики;

– зручність транспортування і монтажу.

Слід зазначити, що в 2004 році ЗМКБ "Прогрес" ім. академіка О.Г.Івченка закінчує розробку та починає стендові випробування нового газотурбінного ГПА-Ц-0,7/45-5 АИ-45, який в разі успішних випробувань, ідеально впишеться в новий ряд малогабаритних ГПА

для дотискних компресорних станцій на невеликих родовищах та родовищах зі спадним видобутком.

Література

1. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов. – М.: Экономика, 2000. – 180 с.

2. Кучин Б.Л., Седых А.Д., Апостолов А.А. Повышение экономической эффективности реконструкции газотранспортных систем // Газовая промышленность. – 2002. – №6. – С. 67-69.

3. Данилюк М.О., Лесюк В.С. Розподіл витрат на видобуток нафти і газу між нафтогазовидобувними об'єктами // Нафтова і газова промисловість. – 1999. – №2. – С. 7-10.

4. Височанський В.В., Глоба В.М., Радзівський В.В., Пургал П. Метод вибору та оцінки слабких елементів нафтогазових споруд // Нафтова і газова промисловість. – 1999. – №2. – С. 7-10.

5. Поршаков Б.П., Лопатин А.С., Назарвина А.М., Рябченко А.С. Повышение эффективности эксплуатации энергопривода компрессорных станций. – М.: Недра, 1992. – 206 с.

6. Говдяк Р.М., Калапунь И. Шелковский Б. Состояние и основные пути энергосбережения в газовой промышленности Украины // Энергосберегающие технологии и автоматизация. – 2000. – №3(6). – С. 46-47.

7. Ремизов В.В. Экономия ресурсов и природного газа: энергоэффективные технологии // Газовая промышленность. – 1999. – №5. – С. 22-24.

8. Гуревич Г.Р., Соколов В.А., Шмыгая П.Т. Разработка газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления. – М.: Недра, 1978. – 184 с.

9. Ремизов В.В. Перспективы газовой промышленности в начале XXI века // Газовая промышленность. – 1999. – №8. – С. 5-8.

10. Шнепп В.Б., Мирзоев Т.Б., Яскин Л.И. Винтовые компрессорные машины для сбора и транспорта нефтяного газа // Обзорная информация. – М.: ВНИИОЭНГ, 1980. – 48 с.

© 2004 ЗМКБ "Прогрес"
 АИ-45, ГПА-Ц-0,7/45-5
 ДК "Укргазвидобування"
 ДК "Хідновичі", ДК "Комарно", ДК "Пасічна", ДК "Східна Новоселівка", ДК "Держив"

ЗМКБ "Прогрес" – це спеціалізований науково-технічний центр, який розробляє та випускає газотурбінні ГПА, компресорні станції, агрегати та обладнання для видобування нафти і газу.

Редакція журналу запрошує до співпраці спеціалістів нафтогазової галузі, котрі бажають опублікувати свої матеріали.

Будемо раді допомогти Вам налагодити ділові контакти через опублікування у нашому журналі реклами продукції та розробок Вашого підприємства.

Сподіваємось, що Ви передплатите наш журнал на 2005 рік.

Наша адреса: 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15
 Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
 тел. (03422) 4-20-15, 994-180