

Нафтогазова галузь України

e-mail: journal@naftogaz.net
www.naftogaz.com/naftogaz_galuz

економіка



Oil & gas industry of Ukraine

Організація безперервної освіти персоналу нафтогазової галузі України – головна умова збереження і нарощування її конкурентоздатності

Крижанівський Є.І., Андібур А.П.,
Данилюк-Черних І.М., Петренко В.П.

Удосконалення методичного підходу до оцінювання ефективності експлуатації нафтовидобувних свердловин

Витвицький Я.С., Петрунчук І.М.

Стандартизації нафтогазової галузі України – 15 років

Андрієвський А.В.,
Ганжа А.А., Хомик П.М.

Умови публікації матеріалів у науково-виробничому журналі «Нафтогазова галузь України»

У журналі «Нафтогазова галузь України» публікуються матеріали, що висвітлюють актуальні проблеми розвитку галузі: економіки, геології нафти і газу, буріння свердловин, розробки родовищ, видобування, транспортування та зберігання нафти і газу, автоматизації та інформаційних технологій, переробки нафти і газу, охорони довкілля, а також інші матеріали, пов'язані з нафтогазовим комплексом.

✓ Відповідно до рекомендацій ДАК України наукові статті, що подаються до друку, повинні мати такі необхідні елементи: постановка проблеми у загальному вигляді та її зв'язок із важливими науковими чи практичними завданнями, аналіз останніх досліджень, у яких започатковано розв'язання цієї проблеми і на які спирається автор, виділення не вирішених раніше частин загальної проблеми, котрим присвячується означена стаття; формулювання цілей статті (постановка завдання); виклад основного матеріалу дослідження з повним обґрунтуванням отриманих наукових результатів; висновки з цього дослідження та перспективи подальших досліджень у вказаному напрямі. Кількість авторів статті – не більше чотирьох осіб.

✓ **Увага! Подаючи матеріали до редакції науково-виробничого журналу «Нафтогазова галузь України», автори зобов'язуються дотримуватися вимог Етичного кодексу ученого України, ознайомитися з яким можна тут: <http://znc.com.ua/ukr/news/2009/20090123ethic.php>**

✓ Авторський рукопис друкується у текстовому форматі у програмі WinWord через півтора інтервалу шрифтом розміром 14 на одному боці аркуша білого паперу форматом А4 (електронний варіант додається).

✓ Фізичні та хімічні символи у тексті, а також математичні формули слід розмістити, виділивши курсив, малі й великі літери. Верхні та нижні індекси, показники степеня необхідно виділити дужками догори чи донизу (P^{32} , C_{18}), грецькі літери обвести червоним олівцем. Усі позначення у формулах потрібно розшифровувати. Кількість формул має бути мінімальною. Літери латинського алфавіту у формулах і поясненнях подаються курсивом.

✓ Обов'язковим є дотримання чинних ДСТУ на терміни і визначення, а також міжнародної системи СІ.

✓ Таблиці повинні мати тематичні заголовки і рядкові номери. Примітки до таблиць друкуються під ними. На полях рукопису потрібно проставити

номери таблиць проти місць їхнього розташування під час набору, а у тексті зробити посилання на таблиці.

✓ Ілюстрації (не більше чотирьох) додаються до рукопису окремо у двох примірниках на білому (схеми, рисунки) або глянцевому (фотографії) папері, чорнобілі або повнокольорові (програми ілюстративної графіки Adobe Photoshop, Adobe Illustrator, Corel Draw, форматів .AI, .EPS, .CDR (бажано Adobe Illustrator – .AI, .EPS); растрової графіки форматів .TIFF, .JPG, .EPS). Фотографії повинні бути чіткими. Різні позначення на фотографіях наносяться тільки на одному примірнику. На зворотному боці обох примірників необхідно олівцем позначити номер ілюстрації у порядку згадування в тексті, прізвище автора, верх і низ ілюстрації. Позиції на рисунках необхідно пронумерувати арабськими цифрами, починаючи з 1, без пропусків і повторень, за годинниковою стрілкою. Місце розташування ілюстрації у тексті необхідно зазначити на полях рукопису.

Увага! Ілюстрації ні в якому разі не завершувати в текст статті, а давати окремими файлами.

✓ Список літератури складають у порядку згадування. До нього слід включати лише джерела, на які є посилання у статті. Посилатися можна тільки на опубліковані роботи. Слід чітко дотримуватися порядку бібліографічного опису, поданого у «Бюлетні ВАК України» № 3, 2008 р.

✓ Рукопис підписують усі автори.

✓ До рукопису обов'язково додається експертний висновок.

✓ В авторських картках потрібно зазначити прізвища, імена та по батькові авторів статті, навчальний заклад, де отримали вищу освіту, посади і наукові ступені, місце роботи, коло виробничих і наукових інтересів, службові та домашні адреси і телефони, а також вказати прізвище автора, з яким буде вестися листування у процесі роботи над статтею. До авторських карток необхідно додати фото авторів.

✓ **На прохання редакції часопису надавати англійський переклад статті, а також рисунків, схем, графіків, таблиць до неї.**

✓ **Неправильно оформлені рукописи без розгляду буде повернуто авторам на доопрацювання.**

Тел. редакції 044-586-36-81 044-586-36-83
тел./факс: 044-594-76-69
www.naftogaz.com/naftogaz_galuz
e-mail: journal@naftogaz.net

Назва видання

Нафтогазова галузь України

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.

4/2014

(10) липень-серпень

Індекс 74332

Тираж 1000 примірників

Ціна згідно з Каталогом видань України 22,63 грн

Адреса видавця та редакції
01001, 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
ТзОВ «Компанія Імперіал Груп»
м. Львів, 79000, а/с 6104
тел.: (032)290 15 80, (063)122 26 25
e-mail: imperial@mail.lviv.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
OF UKRAINE

Журнал внесено до переліку наукових фахових видань
України, в яких можуть публікуватися результа-
ти дисертаційних робіт на здобуття наукових
ступенів доктора і кандидата наук у таких галузях:
технічні науки (наказ Міністерства
освіти і науки України
№ 41 від 17.01.2014 р.)
геологічні науки (наказ Міністерства освіти і науки
України № 455 від 15.04.2014 р.)

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

ЕКОНОМІКА ТА МЕНЕДЖМЕНТ

КРИЖАНІВСЬКИЙ Є.І., АНДИБУР А.П., ДАНИЛЮК-ЧЕРНИХ І.М., ПЕТРЕНКО В.П.

Організація безперервної освіти персоналу нафтогазової галузі України – головна
умова збереження і нарощування її конкурентоздатності 3

УСТЕНКО А.О.

Функціональна підсистема управління буровими роботами 9

ВИТВИЦЬКИЙ Я.С., ПЕТРУНЧАК І.М.

Удосконалення методичного підходу до оцінювання ефективності експлуатації
нафтовидобувних свердловин 13

ДАНИЛЮК М.О., САВКО О.Я.

Аналіз результатів діяльності газорозподільних підприємств та їх вплив на форму-
вання фінансової стратегії 16

ШИЙКО В.І., СЕРГЕЄВ О.П.

Багатокритеріальна оптимізація експортного потенціалу газотранспортного
підприємства 19

ГОРАЛЬ Л.Т.

Концепція формування регіонального газового кластера 26

ГЕОЛОГІЯ НАФТИ І ГАЗУ

КОВАЛЬ А.М., ТИЩЕНКО М.В., РОГАЧУК М.П., ВАСИЛЮК Ю.А., ОЛОМСЬКИЙ С.В.

Особливості введення апіорних статичних поправок за ЗМШ у нафтогазових
регіонах 30

ЯКУШИН Л.М., ІЩЕНКО І.І.

Стратиграфічна схема крейдових відкладів українського сектора акваторій Чор-
ного та Азовського морів як основа подальших геологорозвідувальних робіт на
нафту і газ 35

ВИДОБУВАННЯ НАФТИ І ГАЗУ

НАГОРНИЙ В.П., ДЕНИСЮК І.І., ШВЕЙКІНА Т.А.

Розподіл енергії імпульсної дії у привибійній зоні пласта за частотами 42

СТАНДАРТИЗАЦІЯ

АНДРІЄВСЬКИЙ А.В., ГАНЖА А.А., ХОМИК П.М.

Стандартизації нафтогазової галузі України – 15 років 45

ЗАРУБІЖНИЙ ДОСВІД

ОСІНЧУК З.П.

Нові трубопровідні системи у світі 49

Інформація 8, 25

ECONOMY AND MANAGEMENT

KRYZHANIVSKYI Ye.I., ANDYBUR A.P., DANYLIUK-CHERNYKH I.M., PETRENKO V.P.

Organization of continuous education of Ukrainian oil and gas industry personal – the main condition of maintenance and increase of industry competitive 3

USTENKO A.O.

Functional management subsystem of drilling 9

VYTVYTSKYI Ya.S., PETRUNCHYK I.M.

Improving methodological approach to define efficiency of oil wells exploitation 13

DANYLIUK M.O., SAVKO O.Ya.

Analysis of activity results of gas distribution enterprises and their influence on financial strategy forming 16

SHYIKO V.I., SERGIEV O.P.

Multi-objective optimization of the gas transportation company export potential 19

HORAL L.T.

Conception of regional gas cluster forming 26

OIL AND GAS GEOLOGY

KOVAL A.M., TYSHCHENKO M.V., ROHACHUK M.P., VASYLIUK Yu.A.,

OLOMSKYI S.V.

Peculiarity of introducing a priori static corrections for LVZ in oil and gas bearing regions of Ukraine 30

YAKUSHYN L.M., ISHCHENKO I.I.

Stratigraphic scheme of the Cretaceous sediments of the Ukrainian part of the Black and Azov Seas as a basis for further exploration work for oil and gas 35

OIL AND GAS PRODUCTION

NAHORNYI V.P., DENYSIUK I.I., SHWEIKINA T.A.

Frequency distribution of impulse load energy in bottomhole zone of layer 42

STANDARDIZATION

ANDRIEVSKYI A.V., HANZHA A.A., KHOMYK P.M.

Standardization in oil and gas industry of Ukraine – 15 years 45

FOREIGN EXPERIENCE

OSINCHUK Z.P.

New worldwide pipeline systems 49

Information 8, 25

Oil & gas industry of Ukraine

Редакційна колегія

Головний редактор

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

Заступники головного редактора

Крижанівський Євстахій Іванович – д-р техн. наук, член-кореспондент НАН України, ректор Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу

Чупрун Вадим Прокопович – головний радник голови правління Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України»

Члени редакційної колегії

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

Банахевич Юрій Володимирович – д-р техн. наук

Бойченко Сергій Валерійович – д-р техн. наук

Братчак Михайло Миколайович – д-р хім. наук

Бутинець Франц Францович – д-р екон. наук

Варламов Геннадій Борисович – д-р техн. наук

Васильюк Володимир Михайлович – канд. техн. наук

Венгерцев Юрій Олександрович – д-р філософії, 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

Довжок Тетяна Євгенівна – канд. геол. наук

Дорошенко Володимир Михайлович – д-р техн. наук

Драганчук Оксана Теодорівна – д-р техн. наук

Евдошук Микола Іванович – д-р геол. наук

Егер 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

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

Куровець Ігор Миколайович – канд. геол.-мінерал. 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 Олександр Олександрович – д-р геол.-мінерал. наук

Осінчук Зіновій 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 геол. наук

Прокопів Володимир Йосипович – канд. геол. наук

Світлицький 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

Тодійчук Олександр Сергійович

Унігівський Леонід Михайлович – д-р техн. наук

Федоришин Дмитро Дмитрович – д-р геол. наук

Фік 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

Над номером працювали

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

Сектор організації видання науково-виробничого журналу

Начальник сектору

Т.П. Умуценко

Редактор **Н.Г. Ворона**

Здано до складання 31.07.2014. Підписано до друку 23.10.2014

Формат 205×285. Папір крейдований. Офсетний друк

© Є.І. Крижанівський

д-р техн. наук

член-кореспондент НАН України

ІФНТУНГ

А.П. Андигур

Дрогобицький коледж нафти і газу

І.М. Данилюк-Черних

В.П. Петренко

д-р екон. наук

ІФНТУНГ

Організація безперервної освіти персоналу нафтогазової галузі України – головна умова збереження і нарощування її конкурентоздатності

УДК 005.963:622.32(477)

У статті представлено цілі і завдання активізації спільної діяльності галузево-орієнтованих навчальних закладів із підприємствами нафтогазової галузі України, спрямованої на підвищення кваліфікації і перепідготовку фахівців.

Ключові слова: нафта, газ, галузь, кадри, кваліфікація, підготовка, перепідготовка.

В статті представлені цели и задачи по активизации совместной деятельности отраслевых учебных заведений с предприятиями нефтегазовой отрасли Украины, направленной на повышение квалификации и переподготовку специалистов.

Ключевые слова: нефть, газ, отрасль, кадры, квалификация, подготовка, переподготовка.

The article presents the goals and objectives for fostering the oil and gas industry of Ukraine and industrial institutions aimed at training and retraining of specialists.

Key words: oil, gas, branch, personal, qualification, training, retraining.

Динамічний розвиток сучасного суспільства, економіки, науки, інформаційних технологій потребує змін у підходах до організації роботи в сфері постійного розвитку людських ресурсів через підвищення їх кваліфікації, перепідготовки і здобуття другої освіти, навчання в аспірантурі й докторантурі. Відповідно на цю критичну потребу суспільства став у грудні 2007 р. у Сорбонні розроблений Європейською Асоціацією Університетів (ЕАУ) за участю інших освітніх організацій загальноєвропейського рівня, а в липні 2008 р. у Брюсселі прийнятий документ – «Хартія європейських університетів з питань безперервної освіти», у якій декларувалася інтенсифікація участі європейських університетів у створенні «суспільства, яке побудовано на знаннях» [1]. Проте в Україні безперервна освіта і така її складова, як післядипломна освіта, ще не зайняли пріоритетних позицій у процесі і цілях стратегічного розвитку, а їх вплив на результати соціально-економічної активності в державі є незначним, що і обумовлює актуальність цього дослідження.

Знання – очевидна, незаперечна і потужна рушійна сила подальшого розвитку людської цивілізації, а ставлення кожної людини до питання власної освіти визначає як її особистий життєвий успіх та кар'єрну траєкторію, так і формування інтегрального інтелектуального капіталу будь-якої соціально-економічної спільноти людей, до якої вона належить. При цьому в епоху економіки знань конкурентоздатність таких спільнот критичним чином залежить від усвідомлення цього зв'язку як їх керівництвом і функціонерами систем управління, так і всіма іншими категоріями людських ресурсів цих спільнот [2–4].

У переліку досліджень [5–10] зафіксовано як позитивні оцінки, так і проблемні аспекти підготовки, постійного розви-

тку, нарощування і ефективного використання, а також сформульовано рекомендації щодо пріоритетів, цілей і завдань діяльності в цьому напрямку. Слід вказати, що на сьогодні нафто- і газодобувні компанії світового рівня значну частину свого ресурсного потенціалу спрямовують на досягнення цих цілей [11, 12], усвідомлюючи їх пріоритетну важливість для забезпечення власної конкурентоздатності. При цьому, однак, керівництво вітчизняних нафтогазовидобувних компаній, підприємств, сателітних установ і організацій такого ставлення до людських ресурсів і їх людського капіталу ще не виробило навіть за наявності позитивних декларацій про доцільність і необхідність таких кроків, а щодо питань організації неперервної освіти та розвитку людських ресурсів галузі, то такі документи, програми і стратегії галузевого рівня взагалі відсутні.

Забезпечення неперервного науково-технічного, технологічного і соціально-економічного поступу сучасного глобалізованого, інтелектуалізованого і комп'ютеризованого суспільства потребує не стільки певних змін в організації неперервної освіти, під якою традиційно розумілось періодичне «підвищення кваліфікації» та «перепідготовка» кадрів, скільки змін:

у менталітеті кадрового наповнення галузі, починаючи від її керівництва і закінчуючи рядовими працівниками, спрямованих на усвідомлення необхідності та формування потреби навчання протягом усього економічно і професійно активного життя;

у різноманітності пропозицій змісту і технологій навчання університетами дорослих з метою нарощування і ефективного використання останніми професійних знань, досвіду, вмінь і навичок як гарантії особистісної і групової конкурентоздатності.

Мета наукової статті – продемонструвати основні можливості, сформулювати цілі і завдання удосконалення га-

лузевої освіти дорослих на основі вітчизняного та європейського законодавства.

Результати дослідження

Виходячи з того, що будь-який сучасний університет повинен позиціонувати себе як ключовий учасник процесу інтелектуалізації всіх сфер життєвої активності сучасного суспільства [13, 14], саме в надрах університетів повинні формуватися, апробовуватися і передаватися для ефективного використання цим суспільством нові моделі знаннєво орієнтованого і соціально відповідального економічного розвитку. Хоча усвідомлення того факту, що «Головним пріоритетом соціальної держави на сучасному етапі повинні стати забезпечення людського розвитку, формування нової людини – «фахівця ХХІ століття», спроможного підвищити економічну конкурентоспроможність країни й забезпечити соціальний розвиток і прогрес суспільства» [15, с. 238], у суспільстві вже існує, реальних практичних кроків із реалізації цього пріоритету явно недостатньо. І це при тому, що у країнах із постіндустріальним типом економіки саме рівень освіти та інтелектуальні здібності визначають рівень доходів, соціальний і професійний статус будь-якої особистості.

Відомо, що на початку ХХ століття близько 70 % власників компаній обмежували свою освіту рамками середньої школи. На початку ХХІ століття понад 95 % менеджерів у розвинених країнах мають вищу освіту, а близько двох третин – вчені ступені. Поширення ж інформаційно-комп'ютерних технологій, відкриваючи можливості створення власних бізнесів без значних початкових капіталовкладень, поступово активізує процеси перерозподілу національних багатств на користь інтелектуального класу. Про це свідчать хоча б дані про те, що 80 % сучасних американських мільйонерів не отримали свої статки у спадок, а заробили їх самі [16, с. 191; 17, с. 234].

В Україні хоча і меншою мірою, але після певної рецесії також починає проявлятися зростання зв'язку між рівнем освіти і конкурентоспроможністю особистості на ринку праці. Спостерігається і вплив високої професійно-освітньої підготовки особистості на збільшення періоду її економічної і професійної активності. На користь цього свідчать дані про те, що понад 3,7 % населення України з вищою освітою продовжує працювати і після 70 років проти тільки 0,5 % працюючих без вищої освіти [18, с. 23].

Отже, стає цілком очевидним, що глобальні процеси інтелектуалізації економіки формують як необхідність, так і пов'язані з її вирішенням проблеми розширеного відтворення класу інтелектуалів через формування, постійний розвиток і ефективне використання інтелектуального капіталу людських ресурсів будь-яких соціально-економічних, у т. ч. і галузевих, систем. Тому освіта дорослих як незаперечний елемент неперервної освіти або «освіти впродовж життя» повинна стати невід'ємною і важливою складовою традиційної освіти з подальшою трансформацією останньої в універсальну систему підготовки фахівців, яка є єдиною можливою відповіддю на виклики і вимоги сучасного світу.

При цьому згаданою Хартією європейських університетів із питань безперервної освіти задекларовано такі обов'язки університетських закладів у цій сфері:

упроваджувати концепції широкого доступу до освіти та безперервної освіти у свої інституційні стратегії;

пропонувати освіту та навчання різним категоріям студентів;

удосконалювати навчальні програми, що мають розширювати доступ та заохочувати дорослих, що бажають знову навчатися в університеті;

надавати відповідні послуги з професійної орієнтації та консультаційні послуги;

визнавати навчальні досягнення;

долучити ідеї безперервної освіти до руху за якість освіти; зміцнювати зв'язок між наукою, освітою та передовими досягненнями у перспективі розвитку безперервної освіти;

зміцнювати реформи з метою розвитку гнучкого та креативного освітнього середовища для всіх студентів.

Тут потрібно вказати: у переліку пріоритетних цілей, встановлених у [18], одним із завдань для Уряду України до 2015 року було задекларовано розвиток сучасної системи безперервної професійної освіти шляхом:

збільшення кількості інституцій, що надають освітні послуги в області професійної освіти та підготовки кадрів;

створення умов для розширення суспільно-професійних механізмів атестації та акредитації освітніх програм;

підвищення ролі суспільних інститутів в управлінні освітою;

формування загальнонаціональної системи оцінки якості освіти і реалізованих освітніх програм;

створення умов для забезпечення освітньої мобільності осіб, які навчаються [18, с. 53].

Реалізації цих намірів в Україні загалом покликаний сприяти законопроект «Про післядипломну освіту», розроблений на виконання затвердженого Указом Президента України від 12 березня 2013 року № 128 Національного плану дій на 2013 рік із метою реалізації Програми економічних реформ на 2010–2014 роки «Заможне суспільство, конкурентоспроможна економіка, ефективна держава» та затвердженого Указом Президента України від 23 квітня 2013 р. № 229 Плану заходів щодо реалізації у 2013 році положень Стратегії державної кадрової політики на 2012–2020 роки. У листопаді 2013 року на сайті МОН було завершено громадське обговорення цього законопроекту з рекомендацією винести його на розгляд Верховної Ради.

У проекті визначено, що післядипломна освіта – це «... галузь освіти дорослих, яка забезпечує неперервне вдосконалення професійних знань, умінь та навичок фахівців із вищою освітою шляхом підвищення кваліфікації, перепідготовки, спеціалізації та стажування на основі новітніх технологій, досягнень науки і виробництва» [19].

Основними ж завданнями «галузі освіти дорослих», запропонованими законопроектом «Про післядипломну освіту», є: оновлення знань і вмінь фахівців відповідно до досягнень науково-технічного прогресу та вимог ринку;

удосконалення професійної майстерності та фахової компетентності;

сприяння інноваційному розвитку особистості, її здатності адаптуватися до умов стрімкозмінного суспільства;

стимулювання потреб у загальній та професійній самоосвіті;

Таблиця 1

Сукупний валовий показник кількості працівників, які пройшли перепідготовку та підвищили кваліфікацію в Україні (тис. осіб) (складено за [18, 20, 21])

Показники	Роки					
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Перепідготовлено	310,6	290,1	209,3	216,5	230,0	218,4
% від активн. населення	2,7	2,6	1,9	2,0	2,1	2,0
Підвищено кваліфікацію	1071,2	1022,7	894	943,9	978,4	1016,5
% від активн. населення	9,2	9,0	8,3	8,6	9,1	9,5
Разом:	1 381,8	1 312,8	1 103,3	1 160,4	1 208,4	1 234,9
% від активн. населення	11,9	11,6	10,2	10,6	11,2	11,5

виховування потреби особистості в інтелектуальному, культурному і духовному розвитку, орієнтування на збереження та примноження гуманістичних суспільних цінностей;

сприяння формуванню громадянської позиції, здатності до життя в умовах сучасної цивілізації, демократичного розвитку суспільства.

Порівняння обов'язків Хартії [1] із завданнями, сформульованими в Національній доповіді [18] та в проекті Закону [19], дає всі підстави для цілком очевидного висновку про те, що будь-який університет у процесі реалізації послідовної політики своєї держави у системній освіті суспільства не може реалізувати ці переліки без гармонізації своєї діяльності з національними урядами, регіональними керівними органами та цільовими бізнес-партнерами. Тільки спільні і гармонізовані зусилля можуть забезпечити необхідну для цих трансформацій законодавчу та юридично-організаційну базу, а також необхідні інвестиційні ресурси для «забезпечення якісної освіти впродовж життя» [18, с. 43].

При цьому для більшості вітчизняних університетів не класичного, а спеціалізованого спрямування завдання з гармонізації значною мірою визначаються їх галузевою спеціалізацією. У контексті двох вищезазначених документів, ключових для вітчизняної «освіти дорослих», перед Івано-Франківським національним технічним університетом нафти і газу постають завдання з кардинальних змін у сфері післядипломної освіти персоналу галузі з метою приведення їх людського капіталу до вимог ринку праці, який динамічно інтелектуалізується. Цільовим індикатором необхідних суспільству загалом і нафтогазовій галузі зокрема змін потрібно вважати сукупний валовий показник кількості працівників, які пройшли перепідготовку та підвищили свою кваліфікацію.

Інформацію про фактично досягнуті за період 2007–2012 рр. показники наведено в табл. 1.

Потрібно зазначити, що аналітики Національного інституту стратегічних досліджень звернули увагу на той факт, що в Україні у 2011 р. опанували нові професії та підвищили кваліфікацію 1,2 млн (11,2 %) працівників. Отже, не виконується навіть мінімальна вимога щодо підвищення кваліфікації, принаймні раз на п'ять років. На підставі цього цим же таки документом було рекомендовано «... більш повно використовувати можливості провідних українських університетів» [22, с. 168].

Вітчизняним провідним університетом в сфері нафтогазової освіти є Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу (ІФНТУНГ), у рамках якого створений і функціонує Інститут післядипломної освіти (ІПО ІФНТУНГ). Наведена в табл. 2 інформація про обсяги перепідготовки і підвищення кваліфікації ІПО ІФНТУНГ за період 2007–2012 рр. є цілком адекватною існуючому в Україні ставленню до цієї сфери освіти і розвитку людських ресурсів.

Однак, враховуючи той факт, що в Національній акціонерній компанії «Нафтогаз України» працює близько 179 000 працівників (≈ 1 % працездатного населення України) [23], приведена інформація робить цілком незаперечним факт незадовільного використання галуззової можливості підвищення професійної кваліфікації, компетентності і конкурентоспроможності в тому чи іншому вигляді всіма категоріями

працівників, у т.ч. управлінським корпусом та інженерно-технічним персоналом.

Для пояснення такого висновку приведемо простий приклад. Якщо 2010 р. із 86,9 тис. працівників ДК «Газ України» (47 тис. із них мають вищу освіту, а 2,2 тис. навчаються у вузах) [24] пройшли навчання та отримали нові спеціальності 895 фахівців підприємства, а 1468 спеціалістів підвищили кваліфікацію у вищих навчальних закладах України, то це становить загалом 2 363 особи або тільки 2,75 % від загальної чисельності і 5,02% від чисельності персоналу з вищою освітою, що у два рази менше від середнього показника по державі і у чотири рази менше від мінімально можливого рекомендованого нормативу.

Щорічний випуск слухачів ІПО ІФНТУНГ із урахуванням усіх інших видів стажувань і програм самоосвіти протягом останніх п'яти років не перевищує однієї тисячі осіб, що не може задовольнити потреби навіть одного названого вище підприємства. Оскільки в структурі Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України» функціонує більше десяти відокремлених складових, що займаються видобуванням і переробкою вуглеводневої сировини, її транспортуванням, розподіленням та реалізацією, то потреби в постійному розвитку людських ресурсів галузі через неперервне навчання можна оцінити в десятки раз більшими обсягами, ніж вони є сьогодні.

Усвідомлене зростання попиту галузі на сучасні і якісні навчальні послуги для дорослих повинно зустріти відповідні пропозиції зі сторони їх продуцентів. Хоча навчальні послуги для працівників галузі, які сьогодні, окрім ІФНТУНГ, надають Полтавський НУ ім. М.Кондратюка, Київський національний авіаційний університет, Міжнародний НТУ ім. Ю.Бугая, Дрогобицький нафтовий коледж, Полтавський нафтовий геологорозвідувальний технікум та ін., до останнього часу не стали предметом аналізу й обґрунтованих оцінок із позицій формування уявлення про вітчизняний ринок цих послуг, характеристик обсягів попиту і пропозиції, цінкових показників і, відповідно, обсягів необхідного та фактичного фінансування тощо.

При цьому потрібно згадати, що 2012 року в Україні було прийнято Закон «Про формування та розміщення державного замовлення на підготовку фахівців, наукових, науково-педагогічних та робітничих кадрів, підвищення кваліфікації та перепідготовку кадрів» [25], дія якого, однак, Постановою КМУ від 15 квітня 2013 р. № 306 «Про затвердження Порядку формування державного замовлення на підготовку фахівців, науко-

Таблиця 2

Кількісні показники перепідготовки та підвищення кваліфікації людських ресурсів у рамках ІПО ІФНТУНГ (осіб)

Показники	Роки					
	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Отримали другу освіту	338	352	361	353	350	325
Підвищили кваліфікацію, у т. ч. для галузі	375	391	397	379	500	348
	347	331	264	273	394	288
Разом:	713	743	758	732	850	673

вих, науково-педагогічних та робітничих кадрів, підвищення кваліфікації та перепідготовку кадрів» призупинена. Таким чином, наголошуючи в одному документі державної ваги на необхідності «...створити вигідні умови для активізації роботодавців у сприянні фаховому зростанню працівників» [22, с. 168], інший регуляторний акт таку необхідність заперечує.

Проте відсутність регульованого державного замовлення на «підготовку, підвищення кваліфікації та перепідготовку кадрів» щодо стратегічно важливої галузі загальнодержавної ваги не перешкоджає керівництву галузі та її окремих підприємств самостійно приймати правильні і своєчасні рішення щодо мотивації працівників до неперервного саморозвитку, нарощування людського та інтелектуального капіталу галузі і стимулювання цих процесів серед персоналу, планування і фінансування цих програм.

Натомість ІФНТУНГ має всі можливості і готовий надавати будь-які послуги з організації неперервної освіти працівників галузі в контексті Європейської Хартії, Національної доповіді, чинного Закону України «Про вищу освіту», законопроекту «Про післядипломну освіту» і власного Статуту.

Сьогодні в основу організаційної роботи керівництва ІФНТУНГ та колективу ІПО покладено такі інноваційні принципи: вивчення та впровадження інноваційних технологій навчання дорослих, їх інформаційного і методичного забезпечення;

поєднання традиційних та інноваційних методів підвищення кваліфікації, стажування, перепідготовки через модифікацію і модернізацію навчального процесу шляхом запровадження технологій індивідуального навчання (менторінг, коучинг, баддінг, шедоуінг), екстернатного, дистанційного Е-навчання (вебінари, повсюдне, мобільне, ігрове навчання тощо), виїзних семінарів і курсів без відриву від виробничого процесу;

диференціація змісту навчання на замовлення зустрічно погоджених програм підвищення кваліфікації персоналу всіх категорій (управлінського, фахового та виконавчого);

розроблення програм підвищення кваліфікації, зміст яких враховує попередньо і спільно ідентифіковані проблемні питання в організації ефективної діяльності конкретних підприємств галузі;

постійне оновлення змісту навчальних програм, робочих навчально-тематичних планів і навчальних занять із попереднім вивченням запитів і потреб майбутніх слухачів у техніко-технологічних, фінансово-економічних, юридично-організаційних складових виробництва;

можливості розробки і реалізації індивідуальних освітніх траєкторій слухачів ІПО від підвищення кваліфікації або

отримання другої освіти до подальшого навчання в магістратурі, аспірантурі і докторантурі університету;

формування у слухачів сучасного гармонізованого стилю мислення, характерними ознаками якого є: системність, гнучкість, динамізм, науковість, концептуальність, конструктивізм, перспективність, толерантність, співробітництво;

демонстрація слухачам реальних позитивних наслідків практичного використання теоретичних знань та узагальнення життєвого досвіду;

оволодіння слухачами ефективними стратегіями, технологіями і техніками життєтворчості і самореалізації в професійній діяльності і соціальному середовищі шляхом поєднання та взаємодоповнення професійного і особистісного зростання з мотивацією безперервного саморозвитку;

виявлення та доопрацювання тих складових професійної діяльності, які не були засвоєні раніше, напрацювання прийомів компенсації чи подальшого розвитку тих якостей, які були недостатньо сформовані;

створення кожним слухачем власної системи професійної активності, у якій органічно поєднуються індивідуальні якості та вимоги норм і регулювань внутрішнього середовища і зовнішнього оточення підприємства.

Більшу частину цих новацій уже апробовано, професорсько-викладацький склад університету використовує їх у роботі зі слухачами ІПО, а нові підходи і технології навчання дорослих для комплексного вирішення завдань усіх названих нами вище міжнародних і вітчизняних документів сьогодні активно опрацьовуються і готуються для запровадження у навчальному процесі [26–28].

При цьому пропозиції університету щодо оновлення змістовного наповнення програм перепідготовки і підвищення кваліфікації, використання інноваційних навчальних технологій їх реалізації, поглиблення співпраці з галузевими підприємствами, установами і організаціями, необхідних організаційних змін у навчальному процесі дорослих, впровадження нових форм навчання тощо є сьогодні і залишаться на майбутнє одним із пріоритетних завдань колективу ІФНТУНГ [29].

Висновки і пропозиції

Конкурентоздатність будь-якої галузевої підсистеми національного господарства є інтегральною характеристикою рівнів конкурентоздатності кожної особистості в кадровому наповненні цієї системи, яка, у свою чергу, є функцією людського та інтелектуального капіталів, сформованих у процесі безперервного навчання.

Конкурентоздатність нафтогазового комплексу України не є винятком, що диктує необхідність кардинального переосмислення і внесення необхідних змін у процеси і процедури безперервного розвитку людських ресурсів галузі. Ініціативи, дослідження і діяльність колективу ІФНТУНГ у цьому напрямку потребують усілякої підтримки керівництва галузі та її окремих підприємств.

У зв'язку з цим виглядає доцільним і необхідним створення Національною акціонерною компанією «Нафтогаз України» постійно діючої міжгалузевої комісії з питань безперервного розвитку людських ресурсів з обов'язковим представництвом у ній очільників галузі, підприємств, ІФНТУНГ та інших навчальних закладів системи МОН України, авторитетних у га-

лузі науковців. Першочерговим завданням цієї комісії повинно стати створення Концепції і Стратегії безперервного розвитку людських ресурсів галузі на період до 2030 року.

Список літератури

1. **Хартія** Європейських університетів з питань безперервної освіти [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://pon.org/ua/dokumenty>.
2. **Нестеренко Л.О.** Роль персоналу у підвищенні конкурентоспроможності підприємства / Л.О. Нестеренко, А.І. Чернякова // [Електронний ресурс] *Rusnauka*. – Режим доступу: http://www.rusnauka.com/8_NND_2011/Economics/10_81252.doc.htm.
3. **Смірнов О.О.** Підвищення конкурентоспроможності персоналу на основі збереження й розвитку людського потенціалу підприємств / О.О. Смірнов // Наукові праці КНТУ. Економічні науки. – 2010. – Вип. 17. – С. 71–77.
4. **Швидкий Е.А.** Конкурентоспроможність суб'єктів господарювання НАК «Нафтогаз України» як функція інтелектуалізації системи менеджменту / Е.А. Швидкий // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2011. – №1 (3). – С. 19–24. – (Серія «Економіка та управління в нафтовій і газовій промисловості»).
5. **Кісь С.Я.** Про інтелектуальний потенціал нафтогазової галузі України як важливу складову її енергетичної безпеки / С.Я. Кісь, Н.В. Люта, В.П. Петренко // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2006. – №1 (13). – С. 93–99.
6. **Крижанівський Є.І.** Використання галузевого інтелекту в контексті безпеки розвитку соціоприродних систем (на прикладі нафтогазової галузі України) / Є.І. Крижанівський, С.Я. Кісь, В.П. Петренко, І.Б. Галюк // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2007. – № 2 (16). – С. 126–130.
7. **Кісь С. Я.** Щодо стратегічної доцільності та умов трансформування НАК «Нафтогаз України» в сучасну інтелектуальну компанію / С. Я. Кісь, В. П. Петренко // Економіка: проблеми теорії і практики: Збірник наукових праць. – Випуск 240: в 5 т. – Т.V. – Дніпропетровськ: ДНУ, 2008. – С. 1298–1308.
8. **Крижанівський Є. І.** Роль національного технічного університету нафти і газу в інтелектуальному забезпеченні сталого розвитку нафтогазового комплексу України / Є. І. Крижанівський, В. П. Петренко // Економіка та управління в нафтовій і газовій промисловості. – 2011. – № 1 (3). – С. 12–18.
9. **Петренко В.** Стан, цілі і завдання з розвитку людського капіталу підприємств нафтогазової промисловості: світ і Україна / В. Петренко, І. Данилюк-Черних // Вісник Східноукраїнського університету ім. В. Даля. – №11(182), Ч. 1. – 2012. – С. 372–378.
10. **Данилюк-Черних І. М.** Людський капітал нафтогазової галузі національного господарства України – ключовий чинник і критична проблема їх модернізації і динамічного розвитку / І.М. Данилюк-Черних, Є.А. Ревтюк, В.П. Петренко // Матеріали 9-ї Міжнар. наук.-практ. конф. «Нафта і газ України-2013», (Яремче, 04–06 вересня 2013 р.). – Л.: «Центр Європи», 2013. – С. 125–126.
11. **Oil & Gas Human Capital World. Europe 2012** ; [Електронний ресурс] *terrapiin. use your brain*. – Режим доступу: www.terrapiinn.com/humancapital.
12. **Oil & Gas Human Capital World. Europe 2013** ; [Електронний ресурс] *terrapiin. use your brain*. – Режим доступу: <http://www.terrapiinn.com/conference/oil-and-gas-human-capital/index.stm>.
13. **Огієнко О.І.** Філософська концепція освіти дорослих Н.Ф.С. Грундтвіга / О.І. Огієнко // Проблеми та перспективи формування національної гуманітарно-технічної еліти. – Х.: НТУ «ХПІ», 2008. – Вип. 18 (22). – С. 3–9.
14. **Brockett R.G.** Self-direction in adult leaning: Perspectives on theory, research and practice / R.G. Brockett, R. Hiemstra. – London : Routledge, 1994. – 364 p.
15. **Вітер І.І.** Імперативи формування соціальної держави в Україні / І.І. Вітер, В.І. Вітер // Україна на шляху до європейської соціальної держави: зб. матеріалів міжнар. конф.; 26 трав. 2011 р. / за ред. докторів екон. наук, професорів А. М. Колота, Д.Г. Лук'яненка, В.І. Чужикова. – К.: КНЕУ, 2011. – 288 с.
16. **Мазурок П.П.** Роль теорії постіндустріального суспільства у формуванні сучасного типу працівника / П.П. Мазурок // Актуальні проблеми економіки. – 2004. – № 3 (33). – С. 187–195.
17. **Василик А. В.** Пріоритетні напрями соціального розвитку в Україні / А.В. Василик // Україна на шляху до європейської соціальної держави: зб. матеріалів міжнар. конф.; 26 трав. 2011 р. / за ред. докторів екон. наук, професорів А.М. Колота, Д.Г. Лук'яненка, В.І. Чужикова. – К.: КНЕУ, 2011. – 288 с.
18. **Цілі** розвитку тисячоліття. Україна – 2010. Національна доповідь. – Міністерство економіки України, 2010. – 107 с.
19. **Закон** України «Про післядипломну освіту» (Проект) / [Електронний ресурс] Офіційний веб-сайт МОН України. – Режим доступу: <http://www.mon.gov.ua/ua/pr-viddil/1312/1381224620/>.
20. **Статистичний** щорічник України (2007 – 2011 рр.) / [Електронний ресурс] *Ukrstat.org* - публікація документів Державної Служби Статистики України. – Режим доступу: http://ukrstat.org/uk/druk/katalog/kat_u/publ1_u.htm.
21. **Статистичний** збірник Україна в цифрах 2012. – К.: Державна служба статистики України, 2013 р. – 249 с.
22. **Про внутрішнє та зовнішнє становище України в 2013 році:** щорічне послання Президента України до Верховної Ради України. – К.: НІСД, 2013. – 576 с.
23. **Про Компанію** / [Електронний ресурс] Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України». – Режим доступу: <http://www.naftogaz.com/www/3/nakweb.nsf?Open#top>.
24. **Кадрова** політика та професійна підготовка / [Електронний ресурс] ДК «Газ України» НАК «Нафтогаз України». – Режим доступу: [http://www.gasukraine.com.ua/clients/gasukraine/gasukraine.nsf/\(documents\)/86608F87F2494858C2257457004D6BC8](http://www.gasukraine.com.ua/clients/gasukraine/gasukraine.nsf/(documents)/86608F87F2494858C2257457004D6BC8).
25. **Закон** України «Про формування та розміщення державного замовлення на підготовку фахівців, наукових, науково-педагогічних та робітничих кадрів, підвищення кваліфікації та перепідготовку кадрів» від 20.11.2012 №5499-VI / [Електронний ресурс] Ліга Закон. – Режим доступу: http://search.ligazakon.ua/l_doc2.nsf/link1/T125499.html.
26. **Данилюк-Черних І.М.** Аналіз використання концепції розвитку людських ресурсів в практиці управління персоналом вітчизняних підприємств / І. М. Данилюк-Черних // Економіка в умовах глобалізації: проблеми, тенденції, перспективи. Збірник матеріалів І міжнар. наук.-практ. інтернет-конф., 25 лют. – 1 бер. 2013 р., Дніпропетровськ – Жешув / відп. ред. В. Шаповал, Б. Шлюсарчик. – Дніпропетровськ: Національний гірничий університет, 2013. – С. 85–90.
27. **Андибур А.П.** Людські ресурси нафтогазової галузі України: проблеми і завдання з неперервної підготовки і розвитку / А.П. Андибур, В.П. Петренко // «Нафтогазова енергетика-2013». Міжнар. наук.-практ. конф. (7–11 жовтня, 2013 р., м. Івано-Франківськ). – С. 408–411.

28. **Данилюк-Черних І.М.** Про навчальні технології та інструменти інтелектуального розвитку людських ресурсів підприємств / І. М. Данилюк-Черних // Теорія і практика стратегічного управління розвитком галузевих і регіональних суспільних систем. Збірник матеріалів. – Івано-Франківськ, 2013. – С. 100–103.

29. **Андибур А.П.** Неперервний розвиток людських ресурсів нафтогазової галузі України – важливе завдання галузевоорієнтованих закладів освіти / А.П. Андибур, І.М. Данилюк-Черних // Науковий вісник ІФНТУНГ. Серія «Економіка та управління в нафтовій і газовій промисловості». – 2013. – № 1(7). – С. 121–127.

Автори статті



Крижанівський Євстахій Іванович

Доктор технічних наук, професор, член-кореспондент НАН України, Заслужений діяч науки і техніки України, лауреат Державної премії України в галузі науки і техніки, ректор Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. Наукові інтереси: забезпечення надійності та довговічності нафтогазопромислового обладнання та

інструменту, енергоефективні технології, проблеми підготовки висококваліфікованих фахівців для нафтогазової галузі України.

Андибур Андрій Петрович

Керівник відділу геології і буріння Дрогобицького коледжу нафти і газу. Закінчив



Данилюк-Черних Ірина Миколаївна

Аспірантка кафедри менеджменту та адміністрування Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. Закінчила Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу за спеціальністю економіка підприємства.

Наукові інтереси: проблеми розвитку людських ресурсів підприємств нафтогазової промисловості, управління використанням інтелектуального потенціалу працівників.

Петренко Віктор Павлович

Доктор економічних наук, професор кафедри менеджменту та адміністрування, директор Інституту післядипломної освіти Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. Наукові інтереси: розвиток людського капіталу підприємств нафтогазової галузі України, управління діяльністю підприємств на засадах інтелектуалізації та інтелектокористування, державне управління.



НОВИНИ

Газовий інтерконектор Польща – Литва

У серпні 2014 р. польський та литовський оператори газотранспортних систем Gaz-System і Amber Grid звернулися до Innovation & Network Executive Agency (INEA) щодо фінансування проекту будівництва газопроводу-інтерконектора Польща–Литва. Метою проекту є підсилення безпеки постачання газу і забезпечення диверсифікації джерел газопостачання для країн Балтії, а отже, реалізації стратегічних цілей енергетичної політики Євросоюзу, зокрема інтеграції ізольованих газових ринків Балтійських країн із газовим ринком Європейського Союзу.

За оцінками, вартість проекту становитиме 558 млн євро, у тому числі 422 млн євро припадає на газопровід території Польщі і 136 млн. євро – території Литви. Цей проект увійшов до списку проектів регіональної важливості, схваленого Європейською Комісією у жовтні 2013 р.

За матеріалами сайту <http://www.lngworldnews.com>

Petrobras розглядає питання підігрівання промислового трубопроводу

Бразильська компанія Petrobras оцінює варіанти систем підігрівання трубопроводів під час розробки глибоководного нафтового родовища Lapa в басейні Santos, розташованого в акваторії.

Компанія Wood Group Kenvu запропонувала два технологічні рішення: підігрів «труба в трубі» водою і за допомогою електрики. Це стане першим в історії країни використанням технологій підігрівання промислових трубопроводів для перекачування нафти.

Родовище Lapa розташоване на віддалі 270 км від берега, глибина моря – 2140 м. Запаси вуглеводнів на родовищі оцінюють у 73 млн м³ нафтового еквіваленту, введення його в експлуатацію заплановано на третій квартал 2016 р.

Petrobras володіє 45 % акцій, її партнерами виступають BG E&P Brasil (30 % акцій) і Repsol Sinopec Brasil (25 %).

За матеріалами сайту <http://www.ogj.com>

© А.О. Устенко
д-р екон. наук
ІФНТУНГ

Функціональна підсистема управління буровими роботами

УДК [338+65]:622.241.002.2:002

Метою процесу управління є реалізація загальних функцій управління об'єктом, що виконує власну цільову програму ... Процес реалізації цілей управління складається зі стадій... Процес управління повинен бути описаний як система правил перетворення інформації.

М.А. Мелкумян

Досліджено функціональну підсистему управління буровими роботами. Обґрунтовано необхідність створення теоретичної моделі процесу спорудження свердловин та розроблено таку модель, запропоновано класифікацію факторів із визначенням параметрів, функцій і завдань досліджуваного процесу.

Ключові слова: система управління, функціональна підсистема, функції і завдання управління.

Исследована функциональная подсистема управления буровыми работами. Обоснована необходимость создания теоретической модели процесса сооружения скважин и разработана такая модель, предложена классификация факторов с определением параметров, функций и задач изучаемого процесса.

Ключевые слова: система управления, функциональная подсистема, функции и задачи управления.

Functional management subsystem of drilling is researched. The necessity of the creation of theoretical model of wells construction process is grounded and such model is developed, the classification of factors with the determination of parameters, functions and tasks of the researched process is suggested.

Key words: management system, functional subsystem, functions and tasks of management.

Сучасні підприємства стикаються з багатьма типовими проблемами, вирішення яких можливе завдяки застосуванню звичайних технологій розробки та реалізації рішень. Для вирішення нетипових проблем потрібні спеціальні технології для розробки рішень. На жаль, іноді це може бути не під силу як керівникам, так і фахівцям. Набір таких проблем характеризує підприємство як один із найскладніших об'єктів для дослідження. Особливий інтерес представляє система управління підприємством (організацією), постійне вдосконалення якої є головним завданням керівника.

Проблемами системного управління цікавилися такі зарубіжні та вітчизняні вчені, як А. Авер'янов, В. Афанасьєв, Л. Бергаланфі, О. Богданов, О. Віханський, П. Друкер, Г. Каплан, В. Кінг, К. Кросс, Г. Лінч, К. Мак-Найр, М. Мескон, О. Наумов, Д. Нортон, Н.-Г. Ольве, Ю. Сурмін, Р. Фатхутдінов та ін. Ефективне системне управління залишається актуальною проблемою для будь-якого підприємства (організації).

Метою нашої публікації є дослідження функціональної підсистеми системи управління буровими роботами.

Загальновідомо, що управління виступає як дійсна умова виробництва, яка встановлює узгодженість між індивідуальними роботами і виконує загальні функції, що виникають із руху всього виробничого організму, на відміну від руху його самостійних органів.

При цьому встановлюється узгодженість, гармонія між індивідуальними роботами і факторами виробництва. Ми визначили такі основні класи факторів, як праця; засоби та предмети праці, специфічні для процесу спорудження сверд-

ловин, а також для утворення вартості; запаси тощо [1].

Використовуючи положення економічної теорії та теорії управління, уявлення про фактори процесу спорудження свердловин, визначимо поняття «управління» для нашого об'єкта: управління виробничим процесом спорудження свердловин полягає у встановленні узгодженості між цілями, нормативно-технологічними факторами, кругообігом виробничих фондів (стадіями виробництва й обігу), запасами, ресурсами шляхом реалізації загальних функцій і задач, що виникають із руху всього виробничого процесу спорудження свердловин як єдиного процесу виробництва й утворення вартості.

В управлінні розрізняють загальні та специфічні (конкретні) функції. Під загальними функціями управління розуміють такі операції, дії суб'єкта управління, які, відповідно, послідовно змінюються за стадіями управлінського циклу, сукупність яких складає зміст процесу управління [3]. До загальних функцій управління, що найбільш часто зустрічаються в літературі, відносять [2]:

- аналіз-орієнтацію;
- вибір і прийняття управлінського рішення, у т.ч. планування;
- організацію;
- облік,
- контроль;
- регулювання.

Наведені функції виконуються на тлі «пам'яті системи», що формується у процесі накопичення досвіду, однак вони

називаються загальними, тому що універсальні, спільні для управління будь-яким об'єктом (наприклад, функція планування однаково необхідна для управління процесом виробництва машин та процесом буріння тощо).

Як тільки функціональна система співвідноситься, «прив'язується» до якого-небудь конкретного об'єкта управління, вона стає специфічною (конкретною) функціональною системою. Наприклад, функція планування стосовно процесу виробництва машин є специфічною функцією планування виробництва машин.

У межах наших уявлень про функції управління ми не можемо вказати на існування загальноприйнятої класифікації функцій управління процесом спорудження нафтових і газових свердловин. Це зауваження так само стосується й уявлень про функціональні завдання управління.

Які ж об'єктивні підстави для науково обґрунтованого підходу та класифікації специфічних функцій і завдань управління існують?

Перша підстава – це теоретична модель процесу (рис. 1) із класифікаторами факторів; вона виступає не просто як керована система, а як об'єкт для керуючої системи, що реалізує загальні функції управління. Іншими словами, будь-яка загальна функція управління та їх сукупність, розглянуті з точки зору управління досліджуванним об'єктом, наповнюються тим конкретним, специфічним змістом, який визначають фактори процесу спорудження та процес як цілісність, представлені на ординаті й абсцисі рис. 1.

Друга підстава полягає в тому, що так само визначені склад і сукупність загальних функцій. Відношення функцій керуючої системи з керованою системою, їх зв'язок і єдність також представлено на рис. 1.

Тепер стає очевидним, що граничність складу факторів об'єкта дослідження як цілісності і як керованої системи і функціональна визначеність управлінського процесу як функції керуючої системи зумовлюють сферу, поза якою немає і не можуть існувати ніякі специфічні (конкретні) функції управління процесом спорудження свердловин.

Щодо функціональних завдань управління, то вони складають елементи кожної специфічної функції.

Процес спорудження в цілому як єдність функцій керуючої і керованої систем і в той же час як простір – сфера походження специфічних функцій і функціональних завдань управління може бути представлений за аналогією з моделлю-прототипом у вигляді такої діаграми (рис. 2). Наведений рис. 2 не претендує на детальне зображення всіх функціональних завдань, однак з його допомогою можна встановити, що такий підхід підпорядковує проблему класифікації специфічних функцій і задач управління логіці, а остання, у свою чергу, вносить граничну ясність у контури, в конструктивну схему вирішення проблеми.

Припускаємо, що будь-яка класифікація може уточнюватися, коригуватися, проте в цьому контексті ми прагнули свідомо обмежити міру диференціації понять «специфічна функція», «функціональний комплекс завдань», «завдання».

Під специфічною функцією управління будемо розуміти сукупність усіх функцій управління однією зі стадій господарської діяльності («Г–Т» або «В» або «Т¹–Г¹»).

Під функціональним комплексом завдань будемо розу-

Таблиця 1

Укрупнений класифікатор специфічних функцій, функціональних комплексів задач управління процесом спорудження свердловин

Стадії господарської діяльності	Функції управління		Загальні функції управління				контроль (і регулювання)
	специфічні функції управління	аналіз і орієнтація	вибір і прийняття управлінського рішення	ут ч. планування	організація	облік	
Г-Т	специфічна функція управління матеріально-технічними постачанням	аналіз стану матеріально-технічного забезпечення засобами виробництва і орієнтація (визначення варіантів рішень)	Вибір варіанта і прийняття управлінського рішення	планування матеріально-технічного забезпечення засобами виробництва	організація матеріально-технічного забезпечення засобами виробництва	облік матеріально-технічного забезпечення засобами виробництва	контроль (і регулювання) матеріально-технічного забезпечення засобами виробництва
		аналіз стану керівних і робочих кадрів, орієнтація (визначення варіантів рішення)		планування забезпечення керівними і робочими кадрами	організація забезпечення керівними і робочими кадрами	облік забезпечення керівними і робочими кадрами	контроль (і регулювання) забезпечення керівними і робочими кадрами
		аналіз технологічного процесу спорудження свердловин і орієнтація (визначення варіантів рішення)		планування технологічного процесу спорудження свердловин	організація технологічного процесу спорудження свердловин	облік технологічного процесу спорудження свердловин	контроль (і регулювання) технологічного процесу спорудження свердловин
...В...	специфічна функція управління процесом спорудження свердловин	аналіз стану для задачі свердловини в експлуатацію і орієнтація (визначення варіантів рішень)		планування задачі свердловини в експлуатацію	організація задачі свердловини в експлуатацію	облік задачі свердловини в експлуатацію	контроль (і регулювання) задачі свердловини в експлуатацію
Т-Г	специфічна функція управління задачею свердловини в експлуатацію						

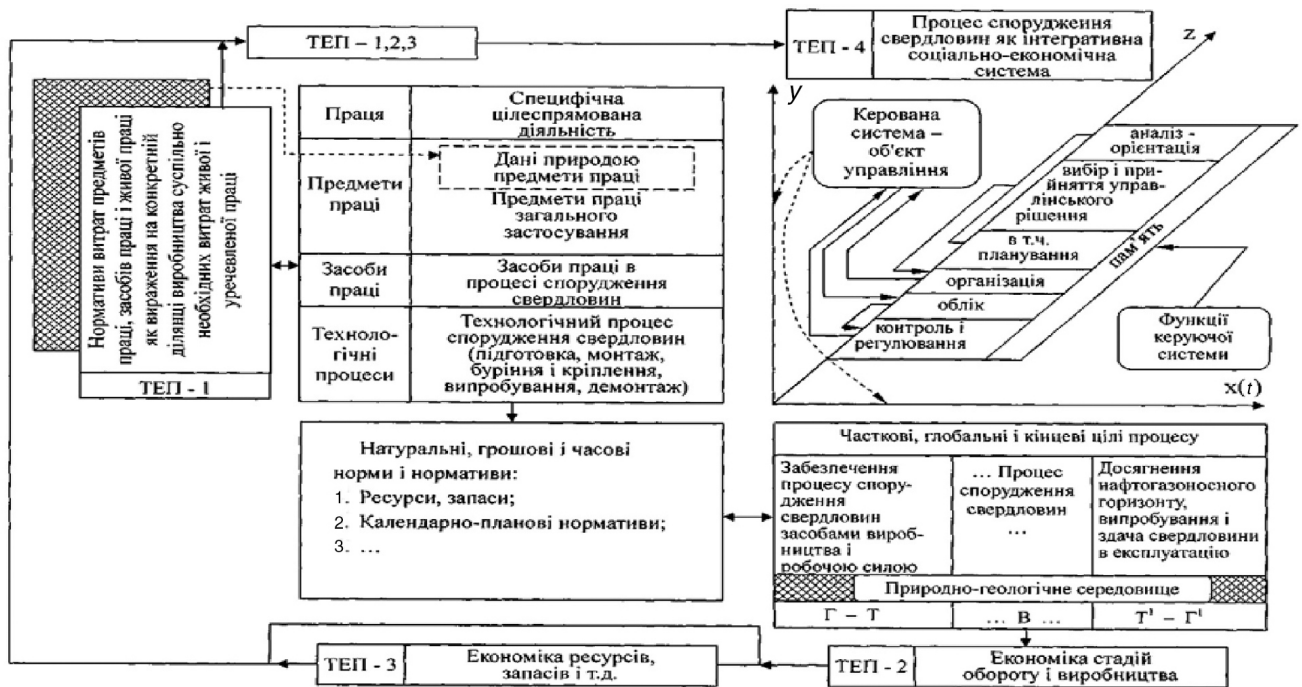
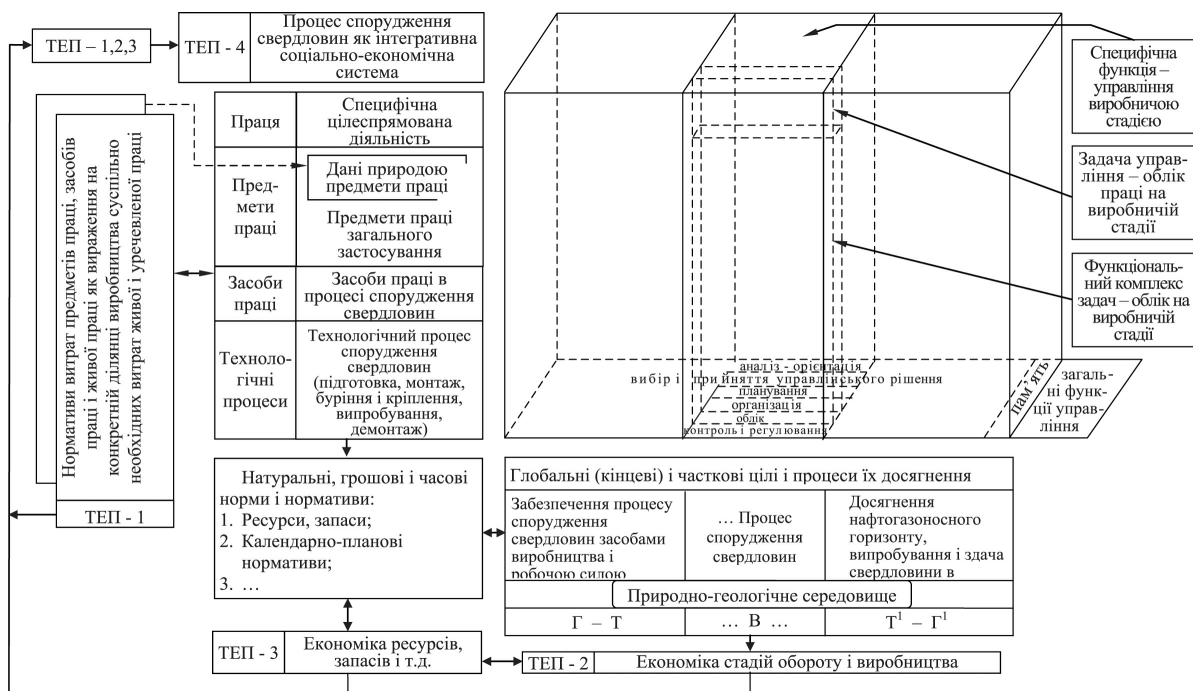


Рис. 1. Концептуальна теоретична модель виробничого процесу спорудження свердловин



міти сукупність завдань, що реалізують одну зі специфічних функцій управління (наприклад, планування однією зі стадій господарської діяльності, облік на одній зі стадій тощо).

Під завданням управління будемо розуміти реалізацію однієї зі специфічних функцій у відношенні до одного із

факторів (компонентів) (наприклад, планування праці та заробітної плати, планування засобів праці тощо).

Розглядаючи як «нижню» межу деталізації елементів системи факторів процесу спорудження та використовуючи загальну функціональну систему, ми могли б сьогодні

Таблиця 2

Класифікатор функціональних задач управління (фрагмент: функціональний комплекс задач аналізу-орієнтації процесу спорудження свердловин)

Стадії господарської діяльності	Функціональний комплекс задач	Фактори процесу (первинні, основні)				
		Праця	Предмети праці		Засоби праці	Технологічні процеси
			Дані природою	Загального користування		
		Функціональні задачі управління				
Г–Т	аналіз стану матеріально-технічного забезпечення засобами виробництва і орієнтація (визначення варіантів рішення)	аналіз праці і заробітної плати для матеріально-технічного забезпечення засобами виробництва і орієнтація (визначення варіантів рішення)	...	аналіз предметів праці загального використання для матеріально-технічного забезпечення засобами виробництва і орієнтація (визначення варіантів рішення)	аналіз засобів праці для матеріально-технічного забезпечення засобами виробництва і орієнтація (визначення варіантів рішення)	аналіз (розробки) технологічного процесу матеріально-технічного забезпечення засобами виробництва і орієнтація (визначення варіантів рішення)
	аналіз стану керівних і робочих кадрів, орієнтація (визначення варіантів рішення)	аналіз праці і заробітної плати для робіт із забезпечення керівними і робочими кадрами (визначення варіантів рішення)	...	аналіз предметів праці для робіт із забезпечення керівними і робочими кадрами (визначення варіантів рішення)	аналіз засобів праці для робіт із забезпечення керівними і робочими кадрами (визначення варіантів рішення)	аналіз (розробки) технологічного процесу із забезпечення керівними і робочими кадрами (визначення варіантів рішення)
...В...	аналіз технологічного процесу спорудження свердловин і орієнтація (визначення варіантів рішення)	аналіз праці і заробітної плати в технологічному процесі спорудження свердловин і орієнтація (визначення варіантів рішення)	аналіз (обґрунтування) геологічної частини технологічного процесу і орієнтація (визначення варіантів рішення)	аналіз предметів праці для здійснення технологічного процесу спорудження свердловин	аналіз засобів праці для здійснення технологічного процесу спорудження свердловин і орієнтація (визначення варіантів рішення)	Аналіз (розробки) технологічного процесу спорудження свердловин і орієнтація (визначення варіантів рішення)
Т'–Г'	аналіз стану для задачі свердловини в експлуатацію					

запропонувати такі підходи до класифікаторів специфічних функцій і функціональних комплексів задач і завдань управління (див. табл. 1 та 2).

Нам уявляється, що подальше членування та деталізація завдань управління в класифікації призвели б до втрати фізичного значення і до управління параметрами фактора, що означало б порушення такого підходу до управління, при якому фактор розглядається як цілісність. Звичайно, це зовсім не означає, що ми виключаємо необхідність управління параметрами, навпаки, наш підхід передбачає управління будь-яким параметром будь-якого фактора як цілісності, що визначається всією сукупністю параметрів цього фактора. Саме це повинно бути реалізовано в розвинутій інформаційно-керуючій системі.

Висновки

Отже, ми обґрунтували необхідність створення і розробили теоретичну модель процесу спорудження свердловин, класифікацію факторів із визначенням параметрів, класифікацію функцій і завдань досліджуваного процесу і розглянули його як єдність процесу праці і процесу утворення вартості, як єдність керованої і керуючої підсистем.

Отримано перший (первісний, початковий) базовий компонент, системне економічне підґрунтя для побудови контурів інтегрованої інформаційно-керуючої системи управління процесом спорудження нафтогазовидобувних свердловин.

Список літератури

1. **Устенко А. О.** Інформатизація управління виробничими процесами : монографія / А. О. Устенко. – Івано-Франківськ : Факел, 2011. – 220 с.
2. **Устенко А. О.** Структура системы менеджмента / А. О. Устенко, О.Я. Малинка // Бизнес Информ. – 2010. – № 9. – С. 134–140.
3. **Эпштейн Е. Ф.** Метод определения длительности бурения в один рейс, обеспечивающий минимум стоимости проходки / Е. Ф. Эпштейн, Г. П. Попов // Нефть. хоз-во. – 1950. – № 2. – С. 11–18.

Автор статті



Устенко Андрій Олександрович

Доктор економічних наук, професор кафедри менеджменту і адміністрування Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. Закінчив Івано-Франківський інститут нафти і газу, за спеціальністю інженер-економіст. У колі наукових досліджень – холістична концепція управління інтегративними соціально-

економічними системами, уніфікація інформаційного забезпечення менеджерів, ефективність менеджменту, ефективність маркетингу, маркетинговий менеджмент.

© Я.С. Витвицький
д-р екон. наук
І.М. Петрунчак
ІФНТУНГ

Удосконалення методичного підходу до оцінювання ефективності експлуатації нафтовидобувних свердловин

УДК 338.45:622.323

У роботі представлено удосконалений методичний підхід до визначення граничних меж економічно доцільної експлуатації нафтовидобувних свердловин.

Ключові слова: фінансовий результат, вивільнені витрати, граничний дебіт, грошовий потік, доцільність експлуатації свердловини.

В работе представлен усовершенствованный методический подход к определению предельных границ экономической целесообразной эксплуатации нефтедобывающих скважин.

Ключевые слова: финансовый результат, высвобожденные издержки, предельный дебит, денежный поток, целесообразность эксплуатации скважины.

This article describes the improved methodological approach to define economical expediency limits of oil wells exploitation.

Key words: financial result, redundant costs, limiting debit, cash flow, feasibility of operating wells.

Стратегічною метою кожної нафтової компанії є збереження високих рівнів видобутку нафти та підвищення рентабельності виробництва. У зв'язку з тим, що на сьогодні більшість родовищ, що розробляються в Україні, характеризуються зростаючим обводненням і падінням дебіту нафти, а пізня стадія і високий ступінь вироблення запасів – низькими технологічними параметрами розробки, проблема підвищення економічної ефективності експлуатації свердловин є вкрай важливою.

Підвищенню ефективності роботи видобувних свердловин, визначенню граничних меж та доцільності їх подальшої експлуатації із урахуванням мінімально рентабельних дебітів присвячені роботи значної кількості дослідників, зокрема [1–5], оскільки у ринкових умовах визначення економічної доцільності подальшої експлуатації виснажених, високообводнених родовищ (покладів) та окремих свердловин після досягнення граничної межі рентабельності є важливим завданням, яке потребує належного вирішення.

В останні роки експлуатаційний фонд свердловин нафтогазовидобувних підприємств України має тенденцію до зменшення. Наприклад, 2013 р. у ПАТ «Укрнафта» відбулося зменшення фонду свердловин на 12,5 % порівняно з 2008 р. Основними причинами такої тенденції є переведення частини діючих свердловин в інші категорії та їх консервація через нерентабельність. У той же час зупинка значної частини фонду свердловин порушує вимоги і принципи раціональної розробки покладів і призводить до неповного вироблення запасів вуглеводневої сировини. У таких умовах особливо важливою є економічна оцінка експлуатації свердловин, адже їх рентабельність може змінюватися упродовж одного–двох місяців у зв'язку із коливанням цін

на нафту, матеріально-технічними ресурсами, погіршенням умов експлуатації тощо [1, с. 8].

Великі нафтогазовидобувні компанії мають сьогодні власні методики оцінки ефективності експлуатації свердловин і заходів, що на них проводяться. Однак для більшості із них характерні такі основні недоліки:

переважно усереднений підхід (по родовищу), який не враховує індивідуальних експлуатаційних характеристик роботи кожної свердловини і експлуатаційних та інвестиційних витрат по ній. Отримані результати такого усередненого аналізу часто спричиняють до хибного (негативного чи позитивного) висновку;

відсутність економічної оцінки на етапі планування проведення заходів із підвищення ефективності видобутку. Мова йде переважно про ремонти свердловин, що не передбачають суттєвої зміни поточних параметрів їх роботи та отримання додаткового видобутку. За таких умов часто єдиним критерієм під час прийняття рішень про проведення ремонту є необхідний рівень дебіту нафти. Це призводить до виникнення можливості проведення не-ефективних заходів або відмови від ефективних;

недостатня поінформованість і взаєморозуміння виробничих та економічних служб під час аналізу ефективності та прийняття управлінських рішень щодо оптимізації роботи фонду свердловин. Результатом цього є конфлікти, що виникають у ході прийняття управлінських рішень, тобто з боку організації виробничого процесу, погіршується оперативна взаємодія виробничих та економічних служб підприємства, що часто є причиною значних втрат часу, ресурсів та погіршення економічних показників [2, с. 41].

В Україні найбільш обґрунтованою серед існуючих підходів до економічної оцінки ефективності експлуатації видобувних свердловин є Методика визначення граничних меж можливості та економічної доцільності подальшої експлуатації видобувних свердловин, розроблена відділом техніко-економічних досліджень НДПІ ПАТ «Укрнафта» [3].

Згідно з цією методикою для оцінки роботи видобувної свердловини необхідно визначення фінансового результату (ФР) від її експлуатації як добутку різниці ціни Ц і собівартості С' одиниці продукції та товарної кількості продукції із окремої свердловини q'' :

$$\text{ФР} = (\text{Ц} - \text{С}') \cdot q'' \quad (1)$$

При цьому виділяють такі області експлуатації свердловини:

якщо $\text{ФР} > 0$, то свердловина є економічно рентабельною;

якщо $\text{ФР} = 0$, то свердловина працює на межі рентабельності (беззбиткова експлуатація свердловини);

якщо $\text{ФР} < 0$, то свердловина є нерентабельною.

Для більш достовірного встановлення доцільності виведення свердловини із видобувного фонду як граничні межі пропонується порівнювати не лише ціни і витрати, а й особливий критерій – вивільнені витрати (B_v), які розраховуються як середнє значення вивільнених коштів під час припинення експлуатації конкретної свердловини. Якщо виконується умова $B_v > \text{Ц}$, то свердловина вважається нерентабельною.

Також за основні економічні показники роботи видобувної свердловини пропонується використовувати собівартість одиниці товарної продукції, рентабельність видобутку, граничний дебіт доцільності подальшої експлуатації свердловини, межу обводненості, точку беззбитковості роботи свердловини, кількість діб експлуатації для подолання межі беззбитковості.

Важливим показником для визначення економічної доцільності подальшої експлуатації свердловини є розрахунок собівартості видобутку нафти по окремих свердловинах. Облік витрат на видобування продукції в нафтогазовидобувних управліннях здійснюється на основі Інструкції з планування, обліку і калькулювання собівартості видобутку нафти і газу [6], згідно з якою розрахунок витрат на видобування продукції ведеться загалом по підприємству. Визначення собівартості видобування 1 т нафти по окремих свердловинах здійснюється розрахунковим шляхом із використанням даних про обсяги видобування нафти, умовно-змінні, умовно-постійні витрати та обсяги видобутку нафти по конкретній свердловині [3, с. 18; 5, с. 24]. За такого підходу їх достовірне визначення на окремих свердловинах, на нашу думку, вбачається найбільш проблематичним.

Рентабельність видобутку пропонується визначати за відношенням фінансового результату від експлуатації свердловини до собівартості видобутку нафти.

Щодо точки беззбитковості роботи свердловини, то це така кількість продукції свердловини за визначений період $Q_{\text{кр}}$ у тоннах, при якій фінансовий результат від реалізації продукції дорівнює експлуатаційним витратам:

$$Q_{\text{кр}} = q_{\text{гр}} \cdot T_{\text{е}} \quad (2)$$

де $T_{\text{е}}$ – термін роботи свердловини для подолання межі беззбитковості, діб.

Величину критичного обсягу товарної продукції $Q''_{\text{кр}}$, якій відповідає межа беззбитковості експлуатації свердловини ($\text{ФР} = 0$), визначаємо за формулою:

$$Q''_{\text{кр}} = \frac{E_{\text{уп}} + B_{\text{дод}}}{\text{Ц} - E_{\text{уз}}} \quad (3)$$

де $E_{\text{уп}}$ – всі постійні витрати на видобуток та підготовку продукції зі свердловини, тис. грн; $E_{\text{уз}}$ – змінні витрати на видобуток та підготовку продукції, грн/од. прод.; $B_{\text{дод}}$ – вартість ремонтних та інших робіт, які проведені на свердловині у ході здійснення геолого-технічних заходів (ГТЗ) за розрахунковий період, тис. грн.

На основі (1.3) граничний дебіт $q_{\text{гр}}$ для нафтової свердловини згідно з методикою [3, с. 19] визначають за такою формулою:

$$q_{\text{гр}} = \frac{B_{\text{уп}}^{\text{в}} + B_{\text{уп}}^{\text{п}} + B_{\text{уп}}^{\text{ППТ}} + (A + B_{\text{дод}}) \cdot \kappa'}{K_{\text{е}} \cdot \kappa''' \cdot \kappa'' \cdot \left(\text{Ц} - \left(\frac{S_{\text{р}}}{1 - \beta_0} + \frac{S_{\text{г}} \cdot v}{q_{\text{н}}} + S_{\text{н}} + S_{\text{п}} \cdot \kappa'' \right) \right)} \quad (4)$$

де Ц – ціна 1 т нафти без ПДВ, грн; $S_{\text{р}}$ – питомі витрати, які залежать від видобутку рідини, грн/т; β_0 – обводненість продукції, у частках одиниці; $S_{\text{г}}$ – питомі витрати, які залежать від кількості газліфтного газу під час газліфтно-ї експлуатації свердловин, грн/1000 м³ газліфтного газу; v – кількість газу для газліфтно-ї експлуатації свердловини, млн м³; $S_{\text{н}}$ – питомі витрати, які залежать від видобутку нафти, грн/т; $S_{\text{п}}$ – питомі витрати, які залежать від обсягу напівфабрикату нафти, який передається на підготовку, грн/т; κ'' – коефіцієнт переведення валового видобутку продукції у напівфабрикат; κ''' – коефіцієнт переведення напівфабрикату у товарну продукцію; $K_{\text{е}}$ – фактична кількість відпрацьованого часу, діб.

Після розрахунку економічних показників роботи свердловини проводять їх комплексну оцінку та приймають рішення про роботу свердловини надалі (проведення ГТЗ із метою збільшення дебіту свердловини, кількості діб, яка має бути відпрацьована, переведення в інший фонд, консервацію чи ліквідацію).

Недоліками описаного методичного підходу є:

1. Значна періодичність (квартал, півроку, рік) оцінки ефективності роботи свердловин. Це призводить до зростання збитків від експлуатації свердловин за період між черговими оцінками, тоді як оцінка в режимі он-лайн дала б змогу одразу виявити нерентабельні свердловини і зменшувати економічно необґрунтовані фінансові втрати.

2. Застосування значної кількості коефіцієнтів κ' , κ'' , κ''' , при цьому деякі із них визначаються не зовсім коректно. Наприклад, κ' визначається шляхом ділення обсягів видобування нафти на суму обсягів видобування нафти у тис. т та обсягів видобування супутнього газу у млн м³, тобто здійснюється сумування показників, визначених у різних одиницях виміру. Правильніше було б розраховувати цей коефіцієнт, привівши обсяги видобування нафти і супутнього газу до кількості тонн умовного палива.

3. Більш точний результат можна отримати, визначивши фінансовий показник на основі сумування доходів від обсягів видобутку окремих видів продукції (нафта, супутній газ,

природний газ, конденсат), а не лише від основного продукту видобування, яким є нафта, як це зазначено у методиці [3, с. 3].

4. Неврахування змін вартості отриманих фінансових результатів внаслідок дії фактора часу.

Тому пропонується удосконалений методичний підхід для визначення доцільності експлуатації свердловин, в основу якого покладено визначення фінансового результату за класичною формулою для розрахунку NPV із помісячним дисконтуванням і умову, яку можна обчислити з нерівності:

$$\Phi P = \sum_{i=1}^n \sum_{t=1}^T \frac{CF_{ti}}{(1+r)^{t/12}} - \sum_{k=0}^m \frac{I_k}{(1+r)^{k/12}} \geq B_v, \quad (5)$$

де CF_{ti} – грошовий потік у кінці періоду t . Його визначаємо за формулою

$$CF_{ti} = (P_{ti} - C_{ei})q_{ti}, \quad (6)$$

де P_{ti} – ціна i -го виду продукції, що видобувається зі свердловини (нафта, супутній нафтовий газ, природний газ, конденсат) на момент оцінки доцільності експлуатації свердловини; C_{ei} – собівартість видобування одиниці i -го виду продукції по цій свердловині, яка визначається на основі вдосконаленої методики розрахунку нормативів експлуатаційних витрат у t місяці (при цьому з експлуатаційних витрат потрібно виключити амортизаційні відрахування по свердловині, які є неявними доходами, і на їх величину повинні збільшуватися позитивні грошові потоки); q_{ti} – обсяг видобутку i -го виду продукції зі свердловини в t місяці; r – ставка дисконту; T – кількість періодів, протягом яких будуть мати місце надходження грошових потоків у ході експлуатації свердловини, місяці; k – кількість періодів, протягом яких будуть здійснюватися інвестиційні витрати на ГТЗ; I_k – інвестиційні витрати, спрямовані на здійснення геолого-технологічних заходів із підвищення ефективності роботи свердловини за період k ; n – кількість видів продукції (нафта, супутній нафтовий газ), яку видобувають із свердловини; B_v – вивільнені витрати у результаті припинення експлуатації свердловини, які включають всі умовно-змінні та умовно-постійні витрати – на підтримання пластового тиску, на оплату праці та нарахування на неї, загальновиробничі, витрати на ремонтні роботи на конкретній свердловині тощо.

З метою належного врахування фактора часу ставку дисконту пропонується визначати за методичним підходом, запропонованим Я. С. Витвицьким [5], який дає змогу враховувати ризики, що існують під час розробки конкретного нафтового родовища (покладу, свердловини), тобто сукупність природно-геологічних та технологічних чинників.

Використання на практиці розробленого методичного підходу дасть можливість на нафтогазовидобувних підприємствах проводити цілеспрямовану роботу із покращення використання фонду свердловин як на стадії проектування, так і розробки, виявляти нерентабельні свердловини, застосовувати заходи із інтенсифікації видобування нафти у конкретних свердловинах, що впливатиме на ефективність роботи нафто-видобувного підприємства загалом.

Висновки

У результаті проведеного дослідження визначено основні завдання раціонального використання свердловин та розроблено удосконалений методичний підхід до визначення граничних меж можливості та економічної доцільності подальшої експлуатації видобувних свердловин, який, на відміну від існуючих методичних підходів, базується на помісячному визначенні економічних результатів експлуатації нафтовидобувних свердловин, враховує фактор часу та дає змогу оперативно приймати виважені управлінські рішення щодо доцільності їх подальшої експлуатації.

Список літератури

1. **Макаров А.В.** Экономический механизм управления фондом нефтяных добывающих скважин / А.В. Макаров, С.А. Пономарев // Нефтяное хозяйство. – 1999. – № 1. – С. 8–9.
2. **Борхович С.Ю.** Особенности методического подхода к оценке эффективности работы фонда скважин и повышения его рентабельности / С.Ю. Борхович, В.А. Волгин, О.И. Дьяченко, В.Э. Пасечник, А.Н. Темников // Нефтепромышленное дело. – 2011. – № 5. – С. 40–47.
3. **Методика** визначення граничних меж можливості та економічної доцільності подальшої експлуатації видобувних свердловин [Текст]. – Чинний від 2009-12-01. – ПАТ «Укрнафта», 2009. – 54 с.
4. **Терегулова Г.Р.** Экономический предел эксплуатации скважин [Текст] / Г.Р. Терегулова, Н.Ю. Коробейников // Нефтепромышленное дело. – 2002. – № 3. – С. 34–37.
5. **Ганущак О.М.** Визначення граничних меж можливості та доцільності подальшої експлуатації свердловин [Текст] / О.М. Ганущак, Т.А. Бабій // Нафт. і газова пром-сть. – 2007. – № 2. – С. 24–26.
6. **Інструкція** з планування, обліку і калькулювання собівартості видобутку нафти і газу, затв. Наказом БАТ «Укрнафта» від 27.01.2003 р., зі змінами від 30.10.2009 р., наказ БАТ «Укрнафта» №176.
7. **Витвицький Я.С.** Економічна оцінка гірничого капіталу нафтогазових компаній: монографія / за ред. Я.С. Витвицького. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2007. – 431 с.

Автори статті



Витвицький Ярослав Степанович

Доктор економічних наук, професор кафедри економіки підприємства Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. Серед наукових інтересів – проблеми оцінки майна та бізнесу, запасів і ресурсів нафти і газу, ефективності інвестицій у розвідку і розробку нафтових і газових родовищ.

Петрунчак Ірина Михайлівна

Аспірант кафедри економіки підприємства Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу, економіст. Серед наукових інтересів – механізм управління нафтогазовидобувними компаніями під час розробки родовищ на пізній стадії експлуатації, удосконалення політики ціноутворення та оподаткування під час освоєння залишкових запасів вуглеводнів.



© М.О. Данилюк

д-р екон. наук

О.Я. Савко

ІФНТУНГ

Аналіз результатів діяльності газорозподільних підприємств та їх вплив на формування фінансової стратегії

УДК 658.15:336.22:622.691.5

Проведено аналіз доходів газорозподільних підприємств за видами діяльності. Визначено, що в структурі джерел надходження коштів найбільшу частку займають доходи від транспортування природного газу. Здійснено аналіз тарифної політики, яку проводить регулятор ринку для встановлення тарифів на послуги підприємств газопостачання та газифікації. За результатами досліджень наведено рекомендації щодо формування фінансової стратегії розвитку цих підприємств.

Ключові слова: доходи, газорозподільні підприємства, тарифна політика, фінансова стратегія.

Проведен анализ доходов газораспределительных предприятий по видам деятельности. Определено, что в структуре источников поступления средств наибольшую долю занимают доходы от транспортировки природного газа. Осуществлен анализ тарифной политики, которую проводит регулятор рынка для установления тарифов на услуги предприятий газоснабжения и газификации. По результатам исследований приведены рекомендации по формированию финансовой стратегии развития данных предприятий.

Ключевые слова: доходы, газораспределительные предприятия, тарифная политика, финансовая стратегия.

The incomes of gas-distributing enterprises by activity were analysed. It is determined that in the structure of income sources largest share of revenues is from natural gas transportation. The analysis of tariff policy pursued by the market regulator to set tariffs for gas supply and gasification enterprises is made. Recommendations in financial strategy development of these enterprises according to the research are given.

Key words: income, gas-distribution enterprises, tariff policy, financial strategy.

Газорозподільні підприємства є стратегічно важливою частиною газотранспортної системи України. Вони мають значний економічний і соціальний вплив на рівень життя країни. У зв'язку зі специфікою діяльності та монопольним становищем на ринку їх діяльність підлягає державному регулюванню, що ускладнює аналіз їх стратегічної поведінки з позицій економічної ефективності. Тому процеси формування та ведення фінансово-економічної діяльності підприємств, а також тарифна політика, яку проводить регулятор ринку, та її вплив на результати господарювання та формування стратегії є особливо актуальними.

Теоретико-методичні засади функціонування підприємств газорозподільної системи відображені у працях таких вітчизняних науковців, як Г. Боднар, О. Гарматюк, Н. Васишин, О. Дзьоба, Л. Рішук, Н. Струк та ін., які зробили значний внесок у розвиток питань антикризового управління, аналізу витрат підприємств, а також тарифної та цінової політики. Однак потребують подальшого розгляду питання тарифного регулювання діяльності газорозподільних підприємств, а також формування рекомендацій щодо розробки фінансової стратегії їх розвитку.

Метою роботи є проведення аналізу доходів і витрат діяльності газорозподільних підприємств, а також їх тарифної політики і на цій основі формування рекомендацій щодо розроблення фінансової стратегії розвитку. Для досягнення поставленої мети передбачається вирішення таких завдань:

аналіз доходів підприємств газорозподільної системи в розрізі видів діяльності;

аналіз тарифної політики, яку проводить регулятор ринку, щодо формування тарифів на транспортування та постачання природного газу.

Сучасний стан ринкових умов передбачає наявність методів та способів для виявлення і нейтралізації загроз діяльності підприємств, що призводить до необхідності пошуку нових підходів до їх управління. В умовах динамічності змін зовнішнього середовища, прогресивності інформаційних технологій, відповідальності за прийняття якісних управлінських рішень, які відображаються на результатах діяльності, виникає необхідність у проведенні всебічного аналізу ефективності діяльності підприємств.

Система розподільних газопроводів низького та середнього тиску та діяльність у цій сфері [1, 2] належать до природної монополії і становлять єдиний техніко-технологічний комплекс загальнодержавного значення. Держава визнала його таким, що не підлягає приватизації, та передала підприємствам газового господарства у користування. Уповноваженим органом, який безпосередньо повинен здійснювати контроль за використанням державного майна та втіленням єдиної технічної політики, є Національна акціонерна компанія «Нафтогаз України».

Нами проведено аналіз діяльності 41 суб'єкта господарювання, а саме обласних та міських підприємств газопостачання та газифікації. На ці підприємства припадає близько 92 % загальних обсягів транспортування та постачання газу кінцевим споживачам.

Газорозподільні підприємства для потреб регулювання ціноутворення введуть відокремлений облік результатів діяльності в розрізі основних її видів, а саме: діяльності з транспортування природного газу, його постачання, продажу скрапленого газу та ін. Структуру доходів та витрат газорозподільних підприємств у розрізі видів діяльності та їх динаміку представлено в таблиці.

Зведена динаміка доходів, витрат та фінансових результатів газорозподільних підприємств у розрізі видів діяльності

Види діяльності	Показники	Роки			
		2009	2010	2011	2012
Транспортування природного газу, тис.грн	доходи	3116507	4469025	7217285	8228282
	витрати	3928080	5077970	6508239	7113487
	фінансовий результат	-811573	-608944	709046	1114795
Постачання природного газу, тис.грн	доходи	832591	705660	976745	998174
	витрати	835312	762128	906262	930383
	фінансовий результат	-2721	-56468	70483	67790
Продаж скрапленого газу, тис.грн	доходи	207961	361771	428572	377362
	витрати	213511	386620	446547	409817
	фінансовий результат	-5550	-24849	-17975	-32455
Інша діяльність, тис.грн	доходи	787809	861873	926490	1065413
	витрати	643492	670691	750221	872878
	фінансовий результат	144317	191183	176269	192536

Найбільшу частку в сукупних доходах газорозподільних підприємств становлять доходи з транспортування газу газорозподільними трубопроводами, яка в 2012 році сягала 77 %. Обсяг доходів від транспортування газу протягом 2009–2012 рр. збільшився у 2,64 раза: найбільше їх зростання спостерігалось у 2010 році (на 43,3 %) та у 2011 році (на 61,5 %), що пов'язано з підвищенням тарифів регулятором ринку. Потрібно зауважити, що причиною підняття тарифів у 2010–2011 рр. НКРЕ стала збиткова діяльність галузі. Так, за 2009 рік величина загальних збитків у цій групі підприємств досягла 811,5 млн грн.

Для поглибленого аналізу факторів, що вплинули на динаміку доходів від транспортування газу підприємствами газопостачання та газифікації, розглянемо, як змінювалися доходи від обсягів транспортування газу (рис. 1).

Зростання доходів від транспортування газу протягом тривалого періоду (2004–2012 рр.) у газорозподільних підприємствах відбувалося винятково за рахунок підвищення тарифів на його транспортування на фоні скорочення обсягів транспортування газу. Цінова політика регулятора і рівень доходів підприємств тісно пов'язані та відображають характерні проблеми тарифного регулювання в Україні на ринках з природною монополією. Динаміка витрат за 2004–2012 рр. на транспортування газу характеризувалась постійним зростанням, її найбільш повно відображає експоненціальна функція ($R^2=0,9919$), що свідчить про тісний взаємозв'язок між нарахованими доходами та фактичними експлуатаційними витратами підприємств із середньорічним темпом приросту в 23,4 %.

Такі темпи зростання витрат значно перевищують темпи інфляції і свідчать про відсутність економічних стимулів оптимізації витрат з боку газорозподільних підприємств та загальну неефективність чинного тарифного регулювання за методом «витрати плюс». Газорозподільним підприємствам вигідніше нарощувати свої витрати, ніж вживати заходів щодо їх оптимізації.

На другій позиції в структурі загальних доходів газорозподільних підприємств знаходиться діяльність із постачання природного газу. Частка доходів від поста-

Таблиця

чання природного газу в структурі загальних доходів протягом 2009–2012 рр. значно скоротилася – від 16,8 у 2009 р. до 9,3 % в 2012 р., що зумовлено незначними темпами їх абсолютного зростання порівняно з іншими видами діяльності. Так, за чотири останніх роки величина доходів від постачання природного газу зросла лише на 19,8 %, або 4,95% середньорічних. На величину доходів від постачання, як і в першому випадку, впливають також дві групи факторів – ціни та обсяг постачання. Обсяги постачання природного газу споживачам в 2012 році становили

22 497 млн м³ і збільшилися порівняно з 2009 р. на 3 698 млн м³, або 19,6 %. При цьому витрати за цим видом діяльності збільшувалися меншими темпами, і в 2012 році вдалося досягти рентабельності діяльності з постачання газу на рівні 7,2 %, що свідчить про позитивні процеси у сфері підвищення ефективності діяльності підприємств.

У структурі загальних доходів діяльність із продажу скрапленого газу є незначною, і у 2009 р. вона становила 4 %, а в 2012 р. – 3,54 %. Протягом аналізованого періоду фінансовий результат від провадження цього виду діяльності характеризується від'ємними значеннями. Основною причиною збитковості є встановлення державою фіксованих цін на продаж скрапленого газу для населення, що не забезпечує покриття експлуатаційних витрат та оновлення технічної бази підприємств.

Інша діяльність представлена роботами з газифікації новозбудованого житла, формуванням проектною документації, будівництвом газопроводів тощо. Темпи зростання доходів від іншої діяльності протягом досліджуваного періоду становили 35 %. Середня рентабельність цього виду діяльності сягала в 2012 р. 22 %, що визначає її як один із найрентабельніших напрямів діяльності газорозподільних підприємств. Питома вага доходів від іншої діяльності в структурі загальних доходів га-

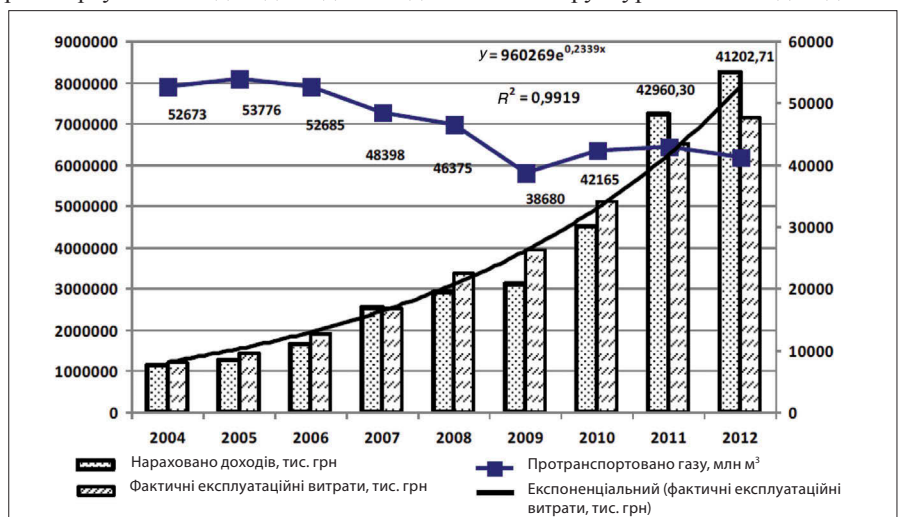


Рис.1. Динаміка обсягів транспортування природного газу, доходів та витрат газорозподільних підприємств

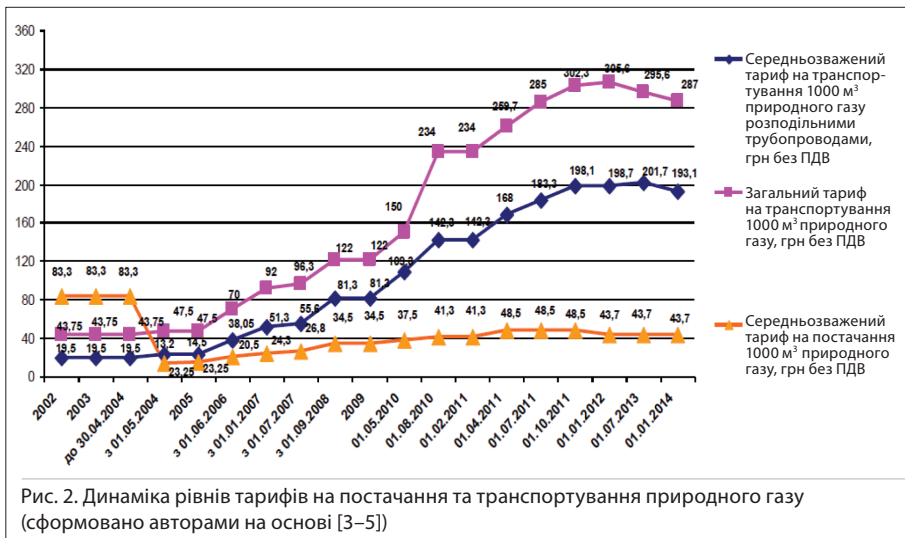


Рис. 2. Динаміка рівнів тарифів на постачання та транспортування природного газу (сформовано авторами на основі [3–5])

зорозподілених підприємств становить 9,9 % (за підсумками 2012 року).

Як зазначалося вище, діяльність із транспортування та постачання газу у зв'язку із монопольним становищем підприємств підлягає регулюванню з боку держави. Нами проведено аналіз чинної тарифної політики (рис. 2), яка показала, що дії регулятора щодо формування ефективних тарифів не були послідовними та своєчасними.

Періоди зниження тарифів, які призводили до збиткової діяльності, змінювалися періодами їх різкого зростання, що спричинювало отримання підприємствами значних прибутків і не стимулювало до реалізації фінансових стратегій, спрямованих на мінімізацію витрат. Зростання тарифів на послуги з транспортування природного газу, яке здійснює регулятор ринку (НКРЕ), було обумовлено кризовим фінансовим станом підприємств газопостачання, їх збитковою роботою, відсутністю джерел фінансування для реалізації інвестиційних програм, яка спостерігалася у продовж 2008–2010 рр. Однак починаючи з 01.04.2011 року відбувається поступове підвищення тарифів на послуги газорозподілених підприємств, що дало змогу вийти на прибуткову діяльність.

Потрібно зазначити, що регулятор ринку планує змінювати принципи тарифного регулювання, тобто повинен відбуватися перехід від витратного до стимулюючого методу формування тарифів на послуги підприємств [6]. Він повинен забезпечити підприємствам отримання необхідного обсягу доходів для покриття своїх експлуатаційних витрат та залучення інвестицій для подальшого розвитку; скорочення неефективних витрат; стимулювання до підвищення якості послуг, а також установлення тарифів, які відображають фактичні витрати підприємств.

Висновки

1. У структурі доходів основну частину становлять доходи від транспортування та постачання природного газу, які залежать від встановлених регулятором ринку тарифів. Тарифна політика на послуги для таких підприємств встановлюється на основі витратного методу.

Аналіз діяльності засвідчив, що формування тарифів за цим методом не є ефективним і має суттєві недоліки, які впливають насамперед на результати господарювання. Фінансова стратегія в цьому напрямі повинна формуватися на основі встановлених тарифів на послуги підприємств як головного джерела доходів, а також бути орієнтована на оптимізацію і перегляд статей витрат та збільшення інвестиційної привабливості зазначених суб'єктів господарювання.

2. Діяльність із продажу скрапленого газу хоч і є незначною у структурі загальних доходів підприємств, однак це один із перспективних напрямів розвитку. Встановлення ринкових цін на цей вид діяльності дало б можли-

вість отримувати підприємствам достатній рівень прибутку для покриття своїх витрат, оновити матеріально-технічну базу, а також збільшити свою частку на цьому ринку. Розробка та реалізація фінансової стратегії в цьому напрямі повинна бути зосереджена на залученні покупців для збільшення споживання скрапленого газу як екологічного та більш дешевого виду палива порівняно з традиційними нафтопродуктами.

3. Аналіз доходів підприємств показав, що одним з найприбутковіших видів господарювання є інша діяльність. Цей напрям діяльності має бути спрямованим на розширення надання послуг підприємствами, тобто в системі формування і реалізації фінансової стратегії важливу роль повинна відігравати саме стратегія диверсифікації.

Список літератури

1. **Про природні монополії:** Закон України від 20.04.2000, № 1682-III. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/1682-14>.
2. **Про засади функціонування ринку природного газу:** Закон України 08.07.2010 № 2467-VI. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://zakon4.rada.gov.ua/laws/show/2467-17>.
3. **Щодо затвердження** Звіту про діяльність Національної комісії регулювання електроенергетики України у 2011 році: Наказ НКРЕ від 30.03.2012 № 10. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://www.nerc.gov.ua/control/uk/archive/docview?typeId=35908>.
4. **Про затвердження** Звіту про результати діяльності Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики, у 2012 році: Постанова НКРЕ від 22.03.2013 № 282. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://www.nerc.gov.ua/?id=6326>.
5. **Офіційний сайт** НАК «Нафтогаз України». [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://www.naftogaz.com/www/3/nakweb.nsf/0/486E117B34CF13EEC2257BCE0041B995?OpenDocument&Expand=3&>.
6. **Про затвердження** Порядку формування тарифів на транспортування природного газу розподільними трубопроводами на основі багаторічного стимулюючого регулювання: Постанова НКРЕ № 1499 від 28.11.2013 р. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/z2071-13>.

© **В. І. Шийко**

Інститут економіки та управління
у нафтогазовому комплексі
ІФНТУНГ

О. П. Сергєєв

ДК «Укртрансгаз»

V.I. Shyiko

Economics and Management
Institute in the Oil and Gas Sector
Ivano-Frankivsk National Technical
University of Oil and Gas

O.P. Sergeiev

PJSC «Ukrtransgaz»

Багатокритеріальна оптимізація експортного потенціалу газотранспортного підприємства

Multi-objective optimization of the gas transportation company export potential

UDK 338.45:622.691.4

У статті наведено алгоритм економіко-математичного моделювання показника ефективності використання експортного потенціалу газотранспортних підприємств. Побудовано його математичну модель, яка враховує як економічні, так і технічні фактори виробництва. Визначено і теоретично обґрунтовано основні методи підвищення конкурентних позицій на світовому ринку.

Ключові слова: оптимізація, ефективність, експортний потенціал, газотранспортне підприємство, економіко-математична модель.

В статті приведен алгоритм економіко-математического моделирования показателя эффективности использования экспортного потенциала газотранспортных предприятий. Построена его математическая модель, которая учитывает как экономические, так и технические факторы производства. Определены и теоретически обоснованы основные методы повышения конкурентных позиций на мировом рынке.

Ключевые слова: оптимизация, эффективность, экспортный потенциал, газотранспортное предприятие, экономико-математическая модель.

The article presents an algorithm of economic and mathematical modeling performance indicator using the export potential of gas transmission companies. Its mathematical model that takes into account both economic and technical inputs is construct. Determined and theoretically grounded basic methods for improving competitive position in the global market.

Key words: optimization, performance, export potential, gas transmission companies, economic and mathematical model.

Розвиток ринкової економіки й адаптація її до сучасних умов функціонування європейських ринків вимагає від усіх підприємств перебудови виробничої системи з орієнтуванням на міжнародні стандарти. Особливої уваги при цьому заслуговують ті підприємства, які є життєво важливими для усієї промисловості. Саме такою галуззю є газотранспортна, тому проблема оптимізації виробництва є важливим і актуальним питанням для здійснення достойної конкурентної боротьби на світовому ринку. Вхідження на світовий ринок є поштовхом до вдосконалення виробничого процесу зокрема та підвищення ефективності діяльності загалом.

Основні теоретичні концепції та методичні аспекти з постановки і вирішення завдань оптимізації виробничого процесу на підприємствах газотранспортної галузі було обґрунтовано у працях І.А. Чарного, М.О. Жидкової [1], Р.Я. Бермана, З.Т. Галіуліна, В.Я. Грудза [2], Ф.Г. Темпеля, Д.Ф. Тимківа, Є.І. Яковлева та інших вчених. Значна кількість вчених і фахівців галузі зосереджують свою увагу на оптимізації окремо економічних або технічних процесів у виробництві, не враховуючи при цьому синергетичного аспекта їх співіснування. Тому важливим аспектом під час оптимізації виробничого процесу складних технічних систем є визначення та врахування синергетичного впливу на показники економічної ефективності.

Основними завданнями статті є побудова алгоритму економі-

The development of market economy and its adaptation to modern conditions of functioning of European markets requires all enterprises restructuring the industrial system to international standards. Special attention deserves those enterprises which are essential for the whole industry. Such industry is the gas transport system, so the problem of optimizing the production is an important and urgent issue for the realization of decent competition in the global market. Entry into the world market is the forcing for the improvement of the industrial process in particular, improvement the performance in general.

Basic theoretical concepts and methodological aspects of the formulation and solution of optimization of the industrial process in the gas transportation industry were grounded in the works of Charnyi I.A., Zhydkova M.O. [1], Berman R.Ya., Haliulina Z.T., Grudz V.Ya. [2], Tempel F.G., Tymkiv D.F., Yakovlev E.I. and other scientists. A large number of scientists and industry experts are focusing on economic optimization of separate economical processes or technological processes, not taking into account the synergistic aspect of their coexistence. Therefore, an important aspect in the process of optimizing the industrial process of complex engineering systems is to identify and take to account the synergistic effects on economic efficiency factors.

The main objectives of the article is to construct an algorithm of economic and mathematical simulation of effective use of export poten-

ко-математичного моделювання процесу ефективного використання експортного потенціалу, визначення основних факторів його багатокритеріальної оптимізації та формування економіко-математичної моделі показника економічної ефективності трубопровідного транспортування природного газу, визначення методів підвищення конкурентоспроможності газотранспортної системи.

Метою статті є теоретичне обґрунтування моделі багатокритеріальної оптимізації на основі побудови комплексного показника економічної ефективності трубопровідного транспортування природного газу.

За результатами моделювання і системного аналізу процесів, що відбуваються в системі трубопровідного транспорту газу, можна визначити оптимальну стратегію управління цією системою. Системний аналіз полягає в спільному дослідженні математичних моделей окремих підсистем об'єкта, об'єднання яких здійснюється шляхом використання рівнянь зв'язку.

Для вирішення завдання економічної ефективності трубопровідного транспорту природного газу необхідно здійснити оцінку ефективного використання експортного потенціалу газотранспортного підприємства. При цьому потрібно застосовувати такі методи, які б, окрім простоти інформаційного наповнення та алгоритму розрахунку, забезпечували досить точні і максимально адаптовані до виробничого процесу результати.

Алгоритм економіко-математичного моделювання процесу ефективного використання експортного потенціалу на підприємствах складається з ряду етапів (рис. 1), які передбачають послідовність дій і процедур для визначення та оптимізації ефективного використання експортного (економічного) потенціалу.

Газотранспортна система України є монополістом на території держави, проте, виходячи на світовий ринок, вона стає активним учасником конкурентної боротьби. Основними конкурентами для вітчизняної газотранспортної системи є діючий Північний та запроєктований Південний потоки, саме вони загрожують скороченню обсягів транспортованого газу через вітчизняну мережу газопроводів. Тому дуже важливим і необхідним для вирішення поставленої задачі збільшення конкурентних переваг через надання додаткових послуг під час транспортування природного газу.

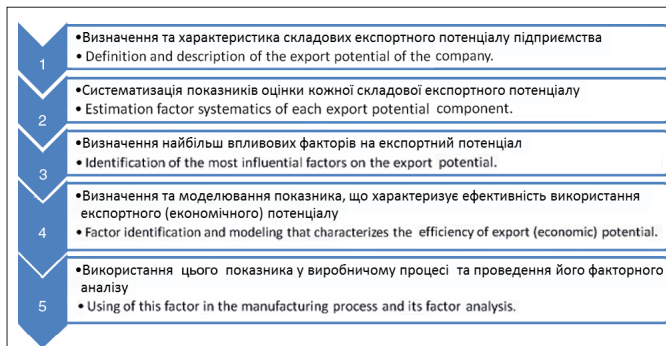


Рис. 1. Етапи економіко-математичного моделювання
Fig. 1. Stages of economic and mathematical modeling

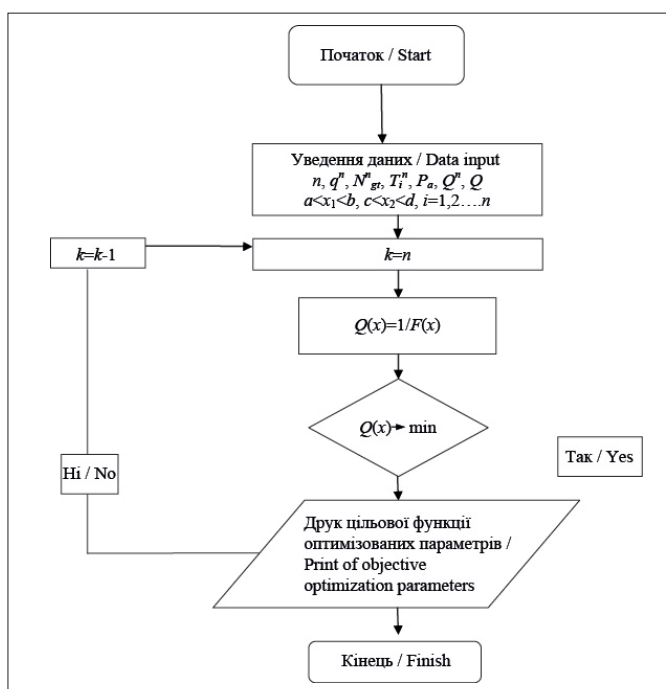


Рис. 2 Структурна схема оптимізації синергетичного показника економічної ефективності
Fig. 2 Flow chart of optimization of the synergistic factor of economic efficiency

tial, identify key factors of its multi-objective optimization and form the economic and mathematical simulation of economic efficiency of pipeline transportation of natural gas, determine methods to increase the competitiveness of gas transportation system.

The goal of the article is a theoretical justification of multi-objective optimization based on building comprehensive measure of economic efficiency of natural gas pipeline transportation.

As a result of simulation and systems processes analysis occurring in the gas pipelines system, we can determine the optimal manage strategy of the system. System analysis is a joint study of mathematical models of individual subsystems object association which is done by using coupling equations.

To solve the problem of economic efficiency of the natural gas pipelines transmission is necessary to evaluate the effective use of the export potential of gas transportation enterprise. It is necessary to use methods which excepting the information content and calculation algorithm can provide reasonably accurate and maximally adapted to the industrial process results.

Algorithm of economic and mathematical simulation of effective use of export potential in enterprises consisting of several stages, involving a sequence of actions and procedures to identify and optimize the efficient use of export (economic) capacity, they are shown in Fig. 1.

Gas transportation system of Ukraine is a monopoly in the state, but based on the world market, it becomes an active participant in the competition. The main competitors in the national gas transportation system are acting Nord Streams and proposed South Stream they threaten to reduce the volume of gas transported through the national network of gas pipelines. It is therefore very important and necessary to solve the task faced increasing competitive advantage due to additional services of gas transportation system.

Thus, the main task for the gas transportation system for holding a competitive position in the global market is to maximize profits, profitability and thereby increase industrial efficiency. Let's consider a mathematical model to solve this problem. Put the optimization problems of export potential effectively use of gas transmission companies through the system of equations:

$$\begin{cases} F(x_1; x_2; x_3 \dots x_n) \rightarrow \max; \\ F(x_1), F(x_2) \dots F(x_n) \rightarrow \max, \end{cases} \quad (1)$$

Отже, основним завданням для газотранспортної системи для утримання конкурентних позицій на світовому ринку є максимізація прибутку, рентабельності і тим самим підвищення виробничої ефективності. Розглянемо математичну модель вирішення цього завдання. Представимо задачу оптимізації показника ефективного використання експортного потенціалу газотранспортного підприємства через систему рівнянь:

$$\begin{cases} F(x_1; x_2; x_3 \dots x_n) \rightarrow \max; \\ F(x_1), F(x_2) \dots F(x_n) \rightarrow \max, \end{cases} \quad (1)$$

де $F(x_1 \dots x_n)$ – функція комплексного показника використання експортного потенціалу, $F(x_1) \dots F(x_n)$ – функції використання кожного із потенціалів зокрема.

Суть моделювання полягає у визначенні та оптимізації комплексного показника використання експортного потенціалу для врахування сукупного впливу всіх потенціалів підприємства, а не кожного окремо.

Існують три основні показники, що характеризують якість виробництва, – економічна ефективність, прибуток і рентабельність. Зараз перед підприємствами постає завдання моделювання інтегрованого показника економічної ефективності газотранспортного підприємства, оскільки на економічну ефективність будь-якого суб'єкта господарювання впливає якість використання всіх видів потенціалів.

Комплексний показник економічної ефективності газотранспортного підприємства повинен враховувати систему факторів впливу як внутрішнього, так і зовнішнього середовища.

Визначимо формули для кожного із ринкових показників і здійснимо ряд нескладних математичних перетворень.

Рентабельність підприємства визначається за формулою:

$$P = \frac{\Pi * 100}{C}, \quad (2)$$

де P – рентабельність, %; Π – прибуток, млн грн; C – собівартість, млн грн.

Прибуток обчислимо за формулою:

$$\Pi = Q * (C_2 - C_1), \quad (3)$$

де Q – обсяг виробництва, млн m^3 ; C_2 – ціна транспортування 1000 m^3 , грн/1000 m^3 ; C_1 – собівартість 1000 m^3 , грн/1000 m^3 .

Економічна ефективність визначається за формулою:

$$E = \frac{\Pi}{D}, \quad (4)$$

де E – економічна ефективність, D – дохід від реалізації, млн грн.

Із формули 1 визначимо прибуток:

$$\Pi = \frac{P * C}{100}, \quad (5)$$

Енергозбереження/ Energy saving	Модернізація та реконструкція/ Updating and reconstruction	Маркетингові дії/ Marketing behaviors
- Використання вторинних енергоресурсів - Using of secondary resources - Використання енергії надмірного тиску - Using of excessive pressure energy - Зменшення шорсткості внутрішньотрубного середовища - Reducing of in-line environment roughness - Використання турбодетандерних міні-електростанцій - Using of turboexpander mini power plants - Розробка енергозберігаючих систем повітряного опалення КЦ - Development of energy-saving CS	- Заміна на всіх КС ГППА на ЕГПА - Replacement of all CS (compressor stations) GGC on EGC (Electrically driven gas compressor) - Впровадження в ГТСУ ГПА нового покоління - Improvement of a new generation of GTSU GPA (gas pumping unit) - Реконструкція КС - Reconstruction of the CS	- Маркетингові дослідження. Пошук ніші на ринку - Marketing researches. Find a business segment - Формування обізнаності споживачів про надійність ГТС - Creating awareness of consumers about the reliability of GTS - Проникнення в нові сегменти і вихід на нові ринки - Penetration into new segments and entering new markets - Зміцнення прихильності до ГТС України - Commitment strengthening to Ukraine's GTS

Рис. 3. Основні методи підвищення економічної ефективності трубопровідного транспортування природного газу

Fig. 3. Basic methods of increasing the economic efficiency of natural gas pipeline transportation

where $F(x_1 \dots x_n)$ – function of the complex index of using export potential, $F(x_1) \dots F(x_n)$ – function of index of using each particular potential.

The essence of simulation is to determine and optimize the complex using factor of the export potential taking into account the cumulative impact of all potential companies, not individually.

There are three main parameters that characterize the quality of this production: economic efficiency, revenue and profitability. Now the enterprises face the challenge of integrated modeling of economic efficiency of gas transportation company. Since, the cost-effectiveness of any entity affects the quality use of all potentials.

A comprehensive factor of economic efficiency of gas transportation company must consider the influence factor system both the internal and external environment.

Define the formula for each of the market factors and feasible number of simple mathematical transformations.

The profitability of the enterprise is calculate by the formula:

$$P = \frac{R * 100}{C}, \quad (2)$$

where P – profitability, %; R – revenue, m UAH; C – cost of production, m UAH.

The revenue is calculate by the formula:

$$R = Q * (C_2 - C_1), \quad (3)$$

where Q – production volume, MM m^3 ; C_2 – transportation cost 1000 m^3 , UAH/1000 m^3 ; C_1 – cost of production 1000 m^3 , UAH/1000 m^3 .

Cost efficiency is determined by the formula:

$$E = \frac{R}{I}, \quad (4)$$

where E – cost efficiency, I – sales income, m UAH.

From the equation 1 we can define an income:

$$R = \frac{P * C}{100}, \quad (5)$$

Із формули (3) визначимо дохід:

$$Q * C_1 + \Pi = D, \quad (6)$$

де D – дохід від реалізації, млн грн.

Отримані рівності підставимо у формулу (3) і здійснимо нескладні математичні перетворення. Отримаємо:

$$E = \frac{(P * C) / 100}{Q * C_1 + \Pi} = \frac{P * C}{(Q * C_1 + \Pi) * 100} = \frac{P * C_1 * Q}{(Q * C_1 + \Pi) * 100} = \frac{100 * \Pi}{(Q * C_1 + \Pi) * 100} = \frac{\Pi}{Q * C_1 + \Pi}. \quad (7)$$

Обсяг транспортованого газу визначається за формулою:

$$Q = 0,325 * 10^{-6} * d^{2,5} * \sqrt{\frac{P_{\Pi}^2 - P_K^2}{\lambda * \Delta * z * T_{\text{ср}} * L}}, \quad (8)$$

де d – діаметр трубопроводу, мм; P_{Π} – початковий тиск, ата; P_K – кінцевий тиск, ата; Δ – відносна густина газу; λ – коефіцієнт гідрравлічного опору газопроводу; z – коефіцієнт стисливості газу; $T_{\text{ср}}$ – температура газу, К; L – довжина газопроводу, км.

Визначимо основні складові собівартості транспортування газу:

$$C = \Pi B + 3B * Q. \quad (9)$$

З цієї формули визначимо ті витрати, які займають лівову частку у змінних витратах на транспортування природного газу:

$$C = \Pi B + (EB + P + IB), \quad (10)$$

де EB – витрати енергоресурсів, млн грн; P – витрати на ремонтні роботи, млн грн; IB – інші витрати, млн грн.

Витрату паливного газу визначають для кожного окремо взятого виду ГПА на компресорній станції і обчислюють шляхом сумування всіх енерговитрат:

$$E = \sum_{i=1}^3 E_i, \quad (11)$$

де E – енерговитрати, млн грн; E_i – енергоресурси i -того виду.

Для газотурбінного агрегату витрату паливного газу визначають за формулою:

$$q_{\text{гр}} = q_{\text{гр}}^n \left(0,75 * \frac{N}{N_e^n} + 0,25 * \sqrt{\frac{T_3}{T_3^n} * \frac{P_a}{0,1013}} \right) * \frac{Q_p^n}{Q_p}, \quad (12)$$

де $q_{\text{гр}}^n$ – номінальна витрата паливного газу з урахуванням поправок на допуски і технічний стан, тис. м³/год; N – потужність, що споживається, отримана в результаті розрахунку параметрів нагнітача, кВт; N_e^n – номінальна потужність ГТУ, кВт; T_3 – розрахункова температура повітря на вході ГТК, К; T_3^n – номінальна температура на вході ГТК, К; P_a – розрахунковий тиск зовнішнього повітря, МПа; Q_p^n – номінальна нижча теплота згорання паливного газу, слід приймати такою, що дорівнює 34500 кДж/м³; Q_p – нижча теплота згорання паливного газу, кДж/м³ при температурі 293,15 К і тиску 0,1013 МПа.

Для газомоторних компресорів витрата паливного газу (при температурі 293,15 К і тиску 0,1013 МПа) становить [3, с. 246]:

$$q_{\text{гр}} = q_{\text{гр}}^n \left(\frac{N}{N_e^n} \right)^a * \frac{Q_p^n}{Q_p}, \quad (13)$$

де a – коефіцієнт урахування завантаження.

From the formula (3) we can define a revenue, where

$$Q * C_1 + R = I, \quad (6)$$

where I – is a revenue from sales, m UAH.

The resultant equality we substitute in equation (3) and make simple mathematical transformations. We obtain:

$$E = \frac{(P * C) / 100}{Q * C_1 + R} = \frac{P * C}{(Q * C_1 + R) * 100} = \frac{P * C_1 * Q}{(Q * C_1 + R) * 100} = \frac{100 * R}{(Q * C_1 + R) * 100} = \frac{R}{Q * C_1 + R}. \quad (7)$$

The volume of transported gas is determined by the formula:

$$Q = 0,325 * 10^{-6} * d^{2,5} * \sqrt{\frac{P_i^2 - P_f^2}{\lambda * \Delta * z * T * L}}, \quad (8)$$

where d – pipeline diameter, mm; P_i – initial pressure, ata; P_f – final pressure, ata; Δ – relative density of gas; λ – coefficient of hydraulic resistance of the pipeline; z – gas compressibility factor; T – gas temperature, K; L – pipeline length, km.

We will define the main components of the cost of production of transporting gas:

$$C = C_f + C_v * Q, \quad (9)$$

C_f – fixed costs, m UAH, C_v – variable costs, m UAH.

This formula will determine those costs that take up the bulk of the variable costs of transporting natural gas:

$$C = C_f + (E_c + C_r + C_0), \quad (10)$$

where E_c – energy consumption, m UAH; C_r – repair costs, m UAH; C_0 – other costs, m UAH.

Fuel gas flow rate is determined for each individual type of gas compressor at the compressor station and calculated by summation of all energy consumptions:

$$E = \sum_{i=1}^3 E_i, \quad (11)$$

where E – energy consumptions, m UAH; E_i – energy sources i -type.

For gas turbine unit fuel gas flow rate is determined by the formula:

$$q_{\text{fg}} = q_{\text{fg}}^n \left(0,75 * \frac{N}{N_{\text{gt}}^n} + 0,25 * \sqrt{\frac{T_i}{T_i^n} * \frac{P_a}{0,1013}} \right) * \frac{Q^n}{Q}, \quad (12)$$

where q_{fg}^n – nominal fuel gas flow rate considering amendments to clearances and condition, MM m³/y; N – power consumption, resulting calculation parameters supercharger, kWt; N_{gt}^n – rated power of gas turbines, kWt; T_i – estimated temperature at the inlet of GTS, K; T_i^n – nominal temperature at the inlet of GTS, K; P_a – pressure rating of outside air, MPa; Q_n – nominal net calorific value of fuel gas should be taken as equal to 34500 kJ/m³; Q – net calorific value of fuel gas, kJ/m³ at the temperature 293,15 K and pressure 0,1013 MPa.

For gas-engine compressors the fuel gas flow rate (at the temperature 293,15 K and pressure 0,1013 MPa) is [3, с. 246]:

$$q_{\text{fg}} = q_{\text{fg}}^n \left(\frac{N}{N_e^n} \right)^a * \frac{Q_p^n}{Q}, \quad (13)$$

Витрату електроенергії для електроприводу ВЦН обчислюють за формулою [3, с. 247]:

$$W = \frac{N * \tau}{\eta_{\text{в}} * \eta_{\text{т}}}, \quad (14)$$

де τ – час роботи приводу, год; $\eta_{\text{в}}$ – ККД електродвигуна (0,975); $\eta_{\text{т}}$ – ККД трансформатора підстанції (0,99).

Отже, з вищенаведених формул отримаємо таку математичну модель комплексного показника оцінки економічної ефективності використання експортного потенціалу газотранспортного підприємства. Враховуючи всі наведені фактори, математичну модель опишемо як:

$$E = \frac{\Pi}{\left(0,325 * 10^{-6} * d^{2,5} * \sqrt{\frac{P_{\text{н}}^2 - P_{\text{к}}^2}{\lambda * \Delta * Z * T_{\text{ср}} * L}} \right) * \left(\Pi_{\text{шт}} * \left(q_{\text{шт}}^{\text{н}} \left(0,75 * \frac{N}{N_{\text{с}}} + 0,25 * \right. \right. \right. \right. \\ \left. \left. \left. * \sqrt{\frac{T_{\text{з}}}{T_{\text{н}}}} * \frac{P_{\text{а}}}{0,1013} \right) * \frac{Q_{\text{р}}^{\text{н}}}{Q_{\text{р}}} + q_{\text{шт}}^{\text{н}} \left(\frac{N}{N_{\text{с}}} \right)^a * \frac{Q_{\text{р}}^{\text{н}}}{Q_{\text{р}}} \right) + \Pi_{\text{сп}} * \frac{N * \tau}{\eta_{\text{в}} * \eta_{\text{т}}} + \Pi_{\text{В}} \right) + \Pi} \quad (15)$$

де Π – ціна.

Моделювання комплексного показника оцінки ефективного використання експортного потенціалу може здійснюватися для будь-якого газопроводу.

До параметрів, що оптимізуються, належать середня температура (x_1), початковий (x_2) і кінцевий тиск (x_3), потужність (x_4) температура зовнішнього повітря (x_5), час роботи приводу (x_6). За ними визначають межі.

Система обмежень для оптимізаційних параметрів матиме вигляд:

$$\begin{cases} a < x_1 < b \\ c < x_2 < d \\ k < x_3 < l \\ m < x_4 < n \\ p < x_5 < r \end{cases} \quad (16)$$

Оскільки задача оптимізації економічної ефективності трубопроводного транспортування природного газу є багатопараметричною, то традиційні методи оптимізації неможливо використовувати, а тому необхідно звернутися до програмного забезпечення (MathLab, MathCad, STATISTICA тощо). Оскільки всі оптимізаційні функції використовуються для пошуку мінімальних значень, то функція економічної ефективності трубопроводного транспортування природного газу набуде вигляду:

$$Q(x) = \frac{1}{F(x)}.$$

У такому вигляді функцію необхідно мінімізувати, що можна здійснити у кілька конкретних етапів. Алгоритм виконання програми оптимізації економічної ефективності на магістральному газопроводі починається із визначення відомих параметрів функції, що оптимізується. Наступним етапом є параметризація факторів впливу на економічну ефективність. Потім вводять функцію, що оптимізується. Визначають умову мінімізації функції. Відбувається ітераційний процес, який триває, поки цільова функція не досягне свого оптимуму, тобто мінімуму. На друк виводять значення факторів та оптимізованої функції. Алгоритм виконання програми відображено на рис. 2.

Важливим завданням у процесі оптимізації та управління економічною ефективністю газотранспортних підприємств є дослідження та систематизація методів її підвищення через призму ефективного

where a – usage count factor.

Electricity consumption for electric motor is calculated by the formula [3, p. 247]:

$$W = \frac{N * \tau}{\eta_{\text{в}} * \eta_{\text{т}}}, \quad (14)$$

where τ – motor operating time, year; $\eta_{\text{м}}$ – performance coefficient of electric motor (0,975); $\eta_{\text{т}}$ – performance coefficient of the transformer substation (0,99).

Thus, from the above formulas we obtain a mathematical model of complex performance measures of the economic efficiency of the export potential of gas transmission company. Considering all the above factors, the mathematical model described as:

$$E = \frac{P}{\left(0,325 * 10^{-6} * d^{2,5} * \sqrt{\frac{P_{\text{н}}^2 - P_{\text{к}}^2}{\lambda * \Delta * Z * T * L}} \right) * \left(P_{\text{шт}} * \left(q_{\text{шт}}^{\text{н}} \left(0,75 * \frac{N}{N_{\text{с}}} + 0,25 * \right. \right. \right. \right. \\ \left. \left. \left. * \sqrt{\frac{T_{\text{з}}}{T_{\text{н}}}} * \frac{P_{\text{а}}}{0,1013} \right) * \frac{Q_{\text{р}}^{\text{н}}}{Q_{\text{р}}} + q_{\text{шт}}^{\text{н}} \left(\frac{N}{N_{\text{с}}} \right)^a * \frac{Q_{\text{р}}^{\text{н}}}{Q_{\text{р}}} \right) + P_{\text{сп}} * \frac{N * \tau}{\eta_{\text{в}} * \eta_{\text{т}}} + C_{\text{В}} \right) + P} \quad (15)$$

where P_i – price.

Simulation of complex performance measures of the effective use of export potential can be made for any pipeline.

The optimized parameters include average temperature (x_1), initial (x_2) and final pressure (x_3), power (x_4) ambient air (x_5) over time (x_6) and the limits are determined for them.

Constraint system for optimization parameters will look like:

$$\begin{cases} a < x_1 < b \\ c < x_2 < d \\ k < x_3 < l \\ m < x_4 < n \\ p < x_5 < r \end{cases} \quad (16)$$

Since the optimization problem of economic efficiency of natural gas pipeline transportation is multiparametric, the traditional optimization methods cannot be used, so we can check with the software (MathLab, MathCad, STATISTICA etc.). Since all optimization functions are used to find the minimum values, the function of economic efficiency of natural gas pipeline transportation takes the form:

$$Q(x) = \frac{1}{F(x)}.$$

Like this, the function must be minimized, carried out by a number of concrete steps. Algorithm optimization program of gas pipeline economic efficiency begins with the definition of the known parameters of the optimized function. The next step is the parameterization of impact factors on economic efficiency. Then we introduce a function that is optimized. Determine the condition of minimization function. There is an iterative process which continues until the objective function reaches its optimum, ie, minimum. On a printer is displayed a factors value and optimized functions. Algorithm of the program is shown in Fig. 2.

An important task in the process of optimizing and economic efficiency managing of gas transmission companies is a research and systematization of methods to improve it in the light of the effective use of each of the potential production. On Fig. 3 are systematized methods of improving the production efficiency. They were divided into 3 groups: energy saving methods as mainstream of global resource, modernization and reconstruction and marketing activities, and these groups have the main directions.

використання кожного із потенціалів виробництва. На рис. 3 систематизовано методи підвищення ефективності виробництва, які поділено на 3 групи (енергозберігаючі методи як основний напрям світового ресурсозбереження, модернізація та реконструкція виробництва, маркетингові дії), та виділено основні напрями.

Економічна необхідність ресурсоенергозбереження в Україні стає не лише актуальною, але й вкрай необхідною для забезпечення в умовах дефіциту паливно-енергетичних ресурсів (ПЕР) потреби в паливі, що дасть змогу заощадити його як в натуральному, так і в грошовому еквіваленті. При цьому витрати на впровадження заходів із енергозбереження значно менші, ніж ті, що потрібні для видобування відповідної кількості палива [4].

Швидке зростання вартості енергоресурсів на світових ринках потребує від споживачів застосування енергозберігаючих технологій і методів, що дають змогу суттєво знизити обсяги їх споживання. Враховуючи те, що ціни на видобувні первинні невідновлювані джерела енергії надалі будуть лише дорожчати, необхідно якнайшвидше вирішувати цю проблему не тільки на окремих підприємствах, але й в масштабах усієї країни.

Світовий досвід показує, що здійснення економічно обґрунтованої енергозберігаючої політики підприємства щодо використання енергетичних ресурсів є одним із найважливіших завдань підприємств у ринкових умовах.

Особливо гостро постали питання енергозбереження у газотранспортній галузі. Хоча в Україні затверджені чисельні програми з енергозбереження, їх практичне виконання є вкрай незадовільним. Економіка України залишається надзвичайно енергоємною: витрати ПЕР на одиницю ВВП у 2,6 раза перевищують показники розвинених країн світу. Це спричиняє дисбаланс у зовнішньоторговельних операціях, оскільки переважна більшість необхідних Україні енергетичних ресурсів імпортується, що не дає змоги забезпечити достатню конкурентоспроможність економіки, що є необхідною передумовою запобігання можливим негативним наслідкам вступу України до ЄС.

Резерви енергозбереження поділяють на:

- технологічні системні, які реалізуються за рахунок оптимального розподілення навантаження між елементами ГТС, перш за все – розподілення газопотоків між окремими газопроводами та розподілення навантаження між КС кожного газопроводу;
- технологічні локальні, пов'язані з покращенням технологічного стану обладнання та оптимізацією режимів роботи окремих КС або лінійних ділянок;
- організаційно-технічні, які відображають потенціал економії ПЕР на підставі проведення відповідних НДР та ДКР, удосконалення контролю та обліку ПЕР, удосконалення засобів контролю технологічних параметрів, які впливають на рівень енерговитрат, аналізу та оптимізації експлуатаційних режимів та ін. [4].

Сьогодні великою проблемою є модернізація та реконструкція газотранспортної системи України через оновлення технічної бази виробництва [5, с. 126], тобто впровадження нового обладнання, яке б давало можливість зменшити витрати ресурсів та усунути їх, а також використання принципово нових технологій, які є енергоощадними. На жаль, через відсутність належного фінансування для оновлення технічної бази підприємства продовжують функціонувати, використовуючи енергомистке обладнання, неефективні технології. Крім того, важливим є якісне технічне забезпечення транспортування і зберігання ресурсів, велика увага приділяється розробці безвідхідних технологій. Морально застаріле технологічне обладнання компресорних станцій, незадовільний стан газопроводів, а також ряд ін-

Economic necessity of resource and energy efficiency in Ukraine is not only relevant, but also very necessary for the supply in shortage of energy resources, needs for fuel, which would help to save it as an in-kind and in cash. The costs for the implementation of energy efficiency measures are significantly lower than those required for the production of the amounts of fuel [4].

The rapid growth of energy prices at world markets requires consumer's use of energy efficiency technologies and methods that allow to significantly reduce the amount of consumption. Given that the price of mining primary, non-renewable energy sources will continue to go up, it is necessary to solve this problem as soon as possible not only in individual enterprises, but also across the country.

World experience shows that the implementation of an economically viable energy-saving policy of the company in using of energy resources is one of the most important tasks of enterprises in market conditions.

Particularly acute ring have an issues of energy efficiency in the gas transmission industry. Although Ukraine approved numerous energy saving program, their practical implementation is extremely improper. Ukraine's economy is highly energy-intensive: energy consumption per unit of GDP by 2.6 higher than those in developed countries. This causes an imbalance in foreign trade, as the vast majority of necessary for Ukraine energy resources is imported, and does not allow for sufficient economic competitiveness, which is a prerequisite to prevent possible negative consequences of Ukraine to the EU.

Reserves of energy saving can be divided into:

- Technological systems, implemented by the optimal load distribution between the elements of the GTS, above all – the distribution of gas flows between the various pipelines and load distribution between the compressor stations (CS) of each pipeline;
- Local technological related to improvement of the equipment and process optimization of individual CS or linear areas;
- Organizational and technical, which represent a potential savings energy based on the related scientific and constructor work, improving control and energy accounting, improvement of control of process parameters that influence the level of energy consumption, analysis and optimization of operating conditions and others [4].

A great problem for this moment is the modernization and reconstruction of Ukraine's gas transport system through upgrade of its technological basis [5], i.e the introduction of new equipment that would give an opportunity to reduce resource consumption and eliminate their consumption and use of innovative technologies that are energy efficient. Unfortunately due to lack of appropriate funds for modernization of technological base, the company continues to operate, using the energy-intensive equipment, inefficient technologies are also important. The quality technological support for transport and storage resources focuses on the development of non-waste technology. Obsolete technological equipment of compressor stations, unsatisfactory pipelines, as well as other factors causing inefficient redistribution of public funds, namely: funds that could be directed to technological upgrading industry spent on payment of additional volumes of imported energy resources. At the same time, overrun of fuel and energy resources causes increase in the cost of gas transportation, which ultimately leads to income loss.

In the gas supply system marketing is virtually nonexistent. F.Kotler defines a marketing environment as a set of factors that effect the company's ability to develop and maintain relationships with target market. But if the target market for companies of main transport gas are consumers of industrial and municipal sectors of Ukraine and countries importing the natural gas, to improve competitiveness and economic efficiency is a ne-

ших чинників спричиняють неефективний перерозподіл державних коштів, а саме: кошти, які б могли бути спрямовані на технологічне переозброєння галузі, витрачаються на оплату додаткових обсягів імпортованих енергоресурсів. У той же час перевитрата ПЕР спричиняє зростання собівартості транспортування газу, що в кінцевому результаті зумовлює недоотримання прибутку.

У системі газопостачання маркетинг практично відсутній. Ф. Котлер визначає маркетингове середовище як сукупність факторів, які впливають на спроможність підприємства розвивати і підтримувати взаємовідносини з цільовим ринком. Але якщо цільовим ринком для підприємств магістрального транспорту газу є споживачі промислового і комунального секторів України та країни-імпортери природного газу, то для підвищення конкурентоздатності та економічної ефективності постає необхідність аналізу маркетингового мікро- і макросередовища та прийняття стратегічного плану маркетингу підприємства. Управлінський процес створення і підтримки стратегічної відповідності між цілями і потенційними можливостями для газотранспортних підприємств має свої особливості. Зокрема, щодо неконтрольованих факторів, які впливають на маркетингову діяльність, а саме: політичних, міжнародних, соціальних і ринкових.

Висновки

Отже, багатокритеріальна оптимізація експортного потенціалу газотранспортного підприємства повинна здійснюватися у кілька етапів і враховувати синергетичний вплив економічної і технічної сторін виробництва, що виражається через побудову моделі комплексного показника економічної ефективності. На основі її аналізу виявляються найвагоміші фактори впливу і відповідно до них розробляються способи та методи підвищення конкурентоздатності вітчизняної газотранспортної системи на світовому ринку.

necessity for analysis of micro and macro marketing area and strategic marketing plan of the company. The administrative process of creating and maintaining of strategic fit between the goals and the potential possibilities for gas transmission companies is different. In particular, with regard to uncontrollable factors that affects marketing activities, such as political, international, and social and market.

Summary

So, the multi-objective optimization of export potential of gas transportation enterprises should be carried out by a number of stages and consider the synergistic effect of the economic and technological sides of business, expressed in terms of a model comprehensive measure forming of economic efficiency. Based on its analysis are determined the most important factors of influence and accordingly are developed methods and techniques to improve the competitiveness of the national gas transportation system in the world market.

Список літератури/ References

1. Жидкова М.О. Ринкова концепція аналізу та оцінка ефективності трубопроводного транспорту газу / М.О. Жидкова, С.Ф. Білик, А.А. Руднік // Нафт. і газова пром-сть. – 2002. – № 4. – С. 3–6.
2. Грудз В.Я. Ефективність використання енергоресурсів у процесі трубопроводного транспорту газу / В.Я. Грудз, Я.В. Грудз, А.В. Дацюк // Нафтогазова енергетика: Всеукраїнський науково-технічний журнал. – 2008. – № 1. – С. 52–54.
3. Трубопровідний транспорт газу: моногр. / М.П. Ковалко, В.Я. Грудз, В.Б. Михалків, Д.Ф. Тимків, Л.С. Шлапак. – К.: Арена-Еко, 2002. – 598 с.
4. Шийко В.І. Управління енергозбереженням у газотранспортній галузі України / Шийко В.І. // Економічний аналіз: збірник наукових праць. – 2012. – № 10(2). – С. 145–149.
5. Гораль Л.Т. Теорія і практика реструктуризації газотранспортної системи: моногр. / Л.Т. Гораль. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2011. – 326 с.

НОВИНИ

Туркменський завод вироблятиме з газу газолін

В Овадан-Депе, поблизу Ашгабата, розпочали будівництво заводу потужністю 2,4 тис. м³ на добу, який вироблятиме газолін із природного газу. Це буде перше промислове комерційне підприємство, що базується на данській технології Haldor Topsøe. Удосконалена технологія Topsøe дає можливість використовувати також синтетичний газ, отриманий із іншої сировини, включаючи вугілля, нафтовий кокс і біомасу.

Проектні роботи і спорудження заводу здійснюватимуть компанії Kawasaki Heavy і Ronesans Turkmen.

За матеріалами сайту <http://www.ogj.com>

Експорт іранського газу перевищив 10 млрд м³

За повідомленням Іранської газової компанії, у минулому році експорт газу з Ірану перевищив 10 млрд м³. Переробка газу збільшилася у 1,5 раза і досягла 182 млрд м³. На дотискувальних компресорних станціях було введено в експлуатацію сім нових турбінних компресорних установок, їх загальна кількість досягла 72 одиниць. Газ було подано на три нові електростанції, завдяки чому кількість станцій, що використовують газ як паливо, збільшилася до 71.

За матеріалами сайту <http://www.lngworldnews.com>

© Л.Т. Гораль

д-р екон. наук

Інститут економіки та управління

в нафтогазовому секторі

ІФНТУНГ

Концепція формування регіонального газового кластера

УДК 338.45:622.323

Розглянуто економічну суть кластера, запропоновано концептуальні шляхи формування газового кластера в Західному та Східному регіонах України, виділено та ідентифіковано зони газового кластера, наведено етапи економічного дослідження для формування кластера.

Ключові слова: реструктуризація, кластер, підприємство, регіон.

Рассмотрена экономическая сущность кластера, предложены концептуальные пути формирования газового кластера в Западном и Восточном регионах Украины, выделены и идентифицированы зоны газового кластера, приведены этапы экономического исследования для формирования кластера.

Ключевые слова: реструктуризация, кластер, предприятие, регион.

Economic essence of the cluster is proposed conceptual ways of forming gas cluster in the western and eastern regions of Ukraine, isolated and identified areas of gas cluster are the stages of economic research for the formation of cluster is presented in the article.

Key words: restructuring, cluster, company, region.

Підвищення динаміки зовнішнього середовища вимагає від сучасних підприємств адекватного реагування, яке виражається у формуванні нової сучасної парадигми менеджменту – управління організаційними змінами. Особливої уваги управління змінами заслуговує в контексті забезпечення розвитку нафтогазових підприємств, адже метою будь-якого вдосконалення є перехід підприємства на новий етап функціонування.

Упродовж останніх років стан та тенденції розвитку підприємств газозабезпечення характеризуються як передкризові, що обумовлено фінансово-економічною кризою, яка охопила Україну, та несвоєчасним переходом на антикризове управління і вибором неадекватних інструментів його здійснення.

Найбільш поширеним інструментом антикризового управління підприємством є реструктуризація, можливі форми якої – реорганізація, реформування, трансформація тощо. Проведення реструктуризаційних змін має стосуватися не тільки підприємств, що перебувають в кризовому стані, а й економічно здорових підприємств для забезпечення їх подальшої конкурентоздатності.

Науковці і практики, зокрема О.І. Амоша, О.Г. Дзьоба, Ю.П. Колбушкін, Є.І. Крижанівський, Ю.І. Стадницький, М.Д. Степ'юк та ін., що протягом багатьох років проводять глибокі дослідження конкурентоздатності підприємств газової галузі України, сходяться на думці про проведення значних змін на її підприємствах. Такі зміни потребують пошуку не тільки нових підходів управлінського характеру, а й визначають нагальність вирішення проблем розвитку регіону. Одним із шляхів вирішення вбачаємо формування регіональних

газових кластерів, які б сприяли структурній перебудові галузі за рахунок концентрації регіональних і транскордонних осередків підприємницької співпраці.

На сьогодні багато вчених-економістів пропонують рівень конкуренції регіонів визначати, виходячи із наявності і зрілості кластерів, які є на їх території [1–4]. Кластери є механізмом підвищення конкурентоспроможності територій, переходу до виробничих процесів із більшою доданою вартістю; вони сприяють встановленню конструктивних взаємин між підприємствами, дослідницькими, освітніми, фінансовими установами та органами влади. Посилений інтерес до створення технопарків, бізнес-інкубаторів, інноваційно-технологічних центрів є нічим іншим, як частиною економічної політики регіону, що ґрунтується на кластерних засадах, оскільки створення такого роду організацій забезпечує необхідну виробничо-технологічну інфраструктуру для доступу підприємств (насамперед малих) до виробничих ресурсів.

Створення в Україні системи регіональних газових кластерів сприятиме економічній активізації регіонів, їх інноваційному розвитку, подоланню проблем фінансової безпеки та створенню середовища комерсyalізації та генерації фінансових результатів, а загалом, сталому зростанню економіки країни та підвищенню її конкурентних позицій на міжнародному ринку. Тісна взаємодія господарюючих суб'єктів на обмеженій території породжує синергійний і мультиплікативні ефекти в розвитку економіки цієї території. Саме тому основоположник кластерної теорії розвитку М. Портер зробив висновок, що кластери краще, ніж галузеві структури, узгоджуються з самим характером сучасної економічної конкуренції, а тому



Рис. 1. Магістральні газопроводи в Україні

більш ефективні. Активному процесу розвитку кластерів, який посилюється з початку 2000-х років, передували розвиток аутсорсингу в промисловості, глобалізація ринків, підвищення технологічної складності виробництва.

Перед тим, як пропонувати концептуальні рішення щодо кластеризації газової галузі, слід розглянути економічну суть кластерних утворень як форми міжфірмової взаємодії. Найбільш вживаними визначеннями кластера є:

кластер – це зосередження в географічному регіоні взаємозалежних підприємств та установ у границях окремої області. ... Багато кластерів включають органи влади та інші установи, зокрема університети, центри стандартизації, торговельні асоціації, які забезпечують утворення, спеціалізоване перенавчання, інформацію, дослідження та технічну підтримку [1, с. 26];

кластер – це географічно локалізована сукупність виробничо-активних суб'єктів економічної діяльності з мотивованими та стійкими коопераційними відносинами [2, с. 12];

кластер – це галузеве, територіальне та добровільне об'єднання підприємницьких структур, які тісно співпрацюють із науковими (освітніми) установами, громадськими організаціями та органами місцевої влади з метою підвищення конкурентоздатності власної продукції і сприяння економічному розвитку регіону [5].

Загальною ознакою наведених визначень є створення регіонального кластера довкола базового підприємства (ядра кластера), що складається із взаємопов'язаних елементів-компаній, які займаються постачанням сировини, матеріалів, технологій, інформації тощо, страховими та фінансово-кредитними послугами,

а також із конструкторських, науково-дослідних організацій, консалтингових та аудиторських компаній, навчальних закладів, центрів інноваційного розвитку і т.п., котрі будуть функціонувати як єдине ціле для отримання синергетичного ефекту від співробітництва.

Як правило, організація промислових кластерів (це стосується машино-, авіа-, суднобудування) направлена на зменшення виробничих та позавиробничих втрат, які пов'язані, зокрема, з витратами на логістику та постачання комплектуючих; на підвищення рівня комунікації підприємств, поєднаних в один виробничий ланцюг, і підвищення швидкості прийняття рішень; на забезпечення реалізації надскладних для окремих учасників кластера завдань. Усі виробничі компанії, які швидко зростають, розміщують свої виробництва в кластерах або самі формують навколо своїх базових підприємств кластери, наприклад Hyundai Heavy Industries, Mitsubishi Heavy Industries, China Shipbuilding Industry Corporation тощо.

Розрізняють велику кількість типів кластерних структур, яким відповідають певні особливості, що мають вплив на досягнення цілей і завдань кластера. Опустивши в межах цього дослідження їх характеристику, акцентуємо увагу на тенденції розвитку кластерів.

У світовій практиці склалися три стійкі тренди в розвитку промислових кластерів, а саме:

- орієнтування кластерів на міжгалузевий характер зв'язків;
- орієнтування на формування декількох ядер – технологічних лідерів;

- зростання державної ролі в процесах організації і розвитку кластерів.

Вважаємо, що загальна концепція формування регіональних газових кластерів повинна базуватися на системному і ситуаційному підходах і враховувати економічні та політичні умови функціонування газової галузі. Концепція формування кластера на території повинна відображати ряд принципово важливих позицій: наявність економічних передумов створення кластера; виявлення зацікавленості учасників і визначення складу учасників кластера; механізм створення кластера; оцінку конкурентоспроможності та ефективності створення кластера; стратегію розвитку кластера.

Інтеграційно-коопераційні процеси, які на сучасному етапі спостерігаються в газозабезпеченні, можуть розглядатися тільки як внутрігалузові ініціативи і такі, що не носять кластерного характеру. Однак вони сприяють накопиченню потенціалу кластера, оскільки самодостатні за ресурсами компанії стають реальними центрами коопераційного притягання для підприємств, що діють у регіоні та пов'язані з газовою галуззю, а також потужними каталізаторами для виникнення нових, комплексуючих до «ядер» малих і середніх, виробництв не тільки газової галузі.

Сьогодні Національна акціонерна компанія «Нафтогаз України» виділяє в магістральному транспорті газу шість ареалів на основі функціонально-технологічної та регіональної потреби в структурних підрозділах, як правило, за рухом газу. Проте протягом останніх років триває дискусія про доцільність такого поділу [6, с. 15].

Висновок за наведеною картою магістральних газопроводів є таким: вже на сьогодні можна пропонувати створення двох газових кластерів – на Заході та Сході України, для яких ядром мають стати УМГ «Прикарпаттрансгаз» та УМГ «Харківтрансгаз». Ці структури включатимуть об'єкти, пов'язані з повним життєвим циклом газозабезпечення: розвідкою, бурінням, видобуванням, транспортуванням, зберіганням, постачанням і споживанням природного газу.

Схематичне зображення регіонального газового кластера набуває такого вигляду (рис. 2).

За такого підходу *ядром кластера* визначається управління магістральних газопроводів, оскільки воно виконує транспортну, акумулюючу і розподільну функції. Газотранспортна система України побудована так, що вона виконує одночасно функції транзиту газу через територію України в європейські країни і газозабезпечення 24-х областей України та АР Крим. Визначені функції з газопостачання і газозабезпечення, формуючи разом галузеву структуру, мають істотні розбіжності, що потребує побудови адекватної системи управління. Вважаємо, що в Україні така система ще не створена, попри кардинальні зміни, що відбулися у сфері управління газотранспортним комплексом за роки незалежності та реформування вітчизняної економіки.

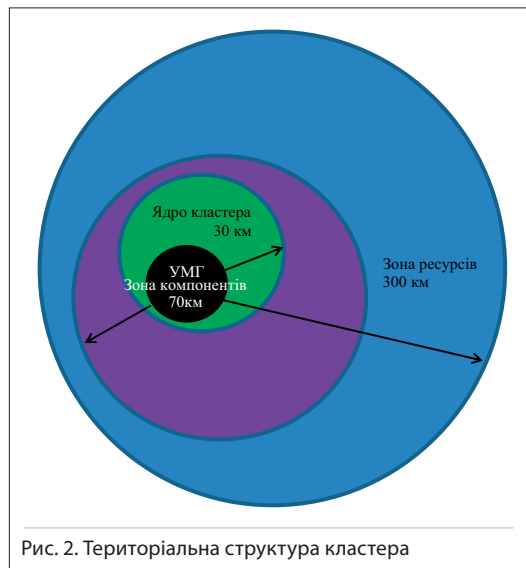


Рис. 2. Територіальна структура кластера

Діяльність газотранспортної системи базується на дотриманні певних принципів, основними з яких є збереження цілісності та забезпечення надійності й ефективності її функціонування. Щодо функцій управління підприємствами газотранспортної системи, то ми вважаємо за доцільне виділити такі, що дають можливість вважати ці підприємства ядром кластерної структури:

- планування та оперативне управління потужностями з урахуванням режимів газопостачання;

- планування і контроль за дотриманням режиму роботи;

- запобігання аварійним ситуаціям і їх ліквідація, забезпечення надійного і сталого функціонування газотранспортної системи України та її спільної

- роботи з газотранспортними системами сусідніх держав;
- забезпечення надійності та екологічної безпеки газопроводів;

- забезпечення енергозбереження під час транспортування газу;

- покращення сервісу споживачів;

- оптимізація управління запасом і резервами газу в сховищі та комплексами підземного зберігання газу.

Специфічною галузевою особливістю є управління запасами та резервами газу в сховищах, що потрібні для забезпечення власних потреб галузі у частині вирівнювання добових і сезонних нерівномірностей споживання газу, надійності транзитних поставок газу та оптимального завантаження газотранспортної системи. За сучасних умов господарювання у таких питаннях належить враховувати реальну ситуацію на міжнародних газових ринках.

В *зону ядра* входять також і підприємства з реалізації газу – управління експлуатації газового господарства. Зосередимо свою увагу на Західному газовому кластері. Сьогодні рівень газифікації Західного регіону становить майже 80 %. Для повної газифікації потрібно ще близько 10 років. Створення кластера з підприємствами із виробництва газового обладнання дасть змогу розширити використання існуючих технологій, продукції і послуг ПАТ «Івано-Франківськгаз», ПАТ «Львівгаз», ПАТ «Тисменицягаз» тощо. Покращення сервісу споживачів можливе завдяки диференціації у сфері розподілу та продажу газу, відкриттю центрів обслуговування з використанням показників (сервіс задоволення споживчого попиту, сервіс надання послуг промислового призначення, сервіс інформаційного обслуговування, сервіс кредитно-фінансового обслуговування) та критеріїв оцінювання обслуговування споживачів (кількість, якість, час, ціна, надійність надання сервісу). Такі показники мають стати структуруючими в оцінюванні роботи газопостачальних підприємств.

Зона компонентів включає в себе газовидобувні підприємства (наприклад, ПАТ «Укргазвидобування») та обслуговуючі

компанії, зокрема ремонтні, транспортні, енергетичні тощо (наприклад, ВРТП «Укргазэнергосервіс»).

Основна причина падіння видобутку вуглеводнів в Україні в останні роки – відсутність нових відкриттів крупних родовищ. Сьогодні є надія на родовища сланцевого газу. Хоча видобуток газу на території України в січні–лютому 2014 року збільшився на 5,6 % порівняно з аналогічним періодом 2013 року – до 3,542 млрд м³, у тому числі природного – на 6,2 %, до 3,427 млрд м³.

Західний нафтогазоносний регіон є найстарішим в Україні, але і з найвищим ступенем виснаження ресурсів і запасів, він налічує 103 родовища, 62 із них у процесі розробки [7]. Тут потенційні ресурси пов'язані з територіями, перспективними для видобування сланцевого газу (силур Волино-Поділля, менілітові сланці Передкарпаття, Складчасті Карпати). А Східний нафтогазоносний регіон є найбільший в Україні за потенційними ресурсами і запасами – 205 родовищ, у т.ч. 121, що розробляється (газ – 64, газоконденсат – 72, нафта – 53). Ступінь реалізації початкових потенційних ресурсів – 57 %. Основний залишковий потенціал зосереджений у приобто-вих і окраїнних зонах, перспективних для видобування сланцевого газу, та приосових зонах, де зосереджено також значні запаси газу центральнобасейнового типу.

Зона ресурсів – це ефективна організація матеріальних потоків, високоякісна кадрова політика, створення сприятливого фінансового клімату, можливості інноваційного розвитку суб'єктів кластера тощо.

Підкреслимо, що регіональний газовий кластер сприятиме збалансованому розвитку регіону, а саме його здатності до саморозвитку і прогресу, тобто забезпеченню сталого зростання виробництва, створенню надійних умов та гарантій для підприємницької діяльності, формуванню сприятливого клімату для інвестицій і інновацій; оптимізації мережі та створенню умов для підвищення ефективності функціонування спеціальних економічних зон і територій пріоритетного розвитку; забезпеченню подальшого розвитку регіонального співробітництва й участі міст України в регіональних організаціях [5, с. 35].

Для побудови оптимальної схеми реалізації кластерного проекту необхідно відповідно до загальноприйнятої міжнародної методики провести оцінку вихідних проектних умов: факторів і термінів виникнення кластера; його географічної локалізації, структури і спеціалізації, які складаються на момент оцінювання; поточної стадії розвитку і зрілості кластерного утворення, факторів конкурентоздатності кластера тощо [8].

У разі ефективної взаємодії всіх учасників кластера і подальшого його зростання можлива реорганізація кластера в технопарки – наймасштабніші інноваційно-технологічні центри, в яких забезпечуються умови, максимально сприятливі для науково-технічних інноваційних проектів, виконуваних спільними зусиллями наукових центрів і промисловості.

Висновки

Газовий кластер повинен реалізувати проекти, пов'язані з нафтогазовим, IT, машинобудівним, транспортним та іншими секторами економіки. При цьому має значно зрости роль держави в процесах організації і розвитку кластерів. Вклад дер-

жави в кластерну політику має бути мотивований прагненням побудови ефективної взаємодії з виробничим бізнесом. Державі необхідно комплексно оцінювати результати функціонування нафтогазових кластерів для суспільства загалом, тобто мова повинна йти не тільки про прямий бюджетний (фіскальний) ефект, а й про сукупний економічний. Більш того, непрямий ефект важливіший для економічної системи країни, ніж прямий бюджетний.

Отже, реалізація проектів, пов'язаних із формуванням газового кластера, дасть змогу отримати макроекономічний ефект у вигляді залучення ефективного обсягу інвестицій; залучення сучасних технологій; додаткового припливу коштів до бюджету; непрямого ефекту від розміщення підрядних замовлень на підприємствах регіону; підвищення зайнятості населення регіону тощо.

Список літератури

1. **Портер М.Е.** Конкуренція / М.Е. Портер. – М.: Видавничий дім «Вільямс», 2005. – 608 с.
2. **Хасаєв Г.Р.** Кластери – сучасні інструменти підвищення конкурентоздатності регіону (через Партнерство до майбутнього). Ч. 1. / Г.Р. Хасаєв, Ю.В. Міхеев // Компас промислової реструктуризації. – 2003. – № 1. – С. 1–13.
3. **Мунін Г.Б.** Підходи до розробки стратегії сталого розвитку міст України / Г.Б. Мунін, Г. Зінов'єв // Економічний часопис-XXI. – 2003. – № 6. – С. 35.
4. **Шатохин С.М.** Реальность и перспективы развития кластера нефтегазового машиностроения и сервиса в Тюменской области / С.М. Шатохин // Налоги. Инвестиции. Капитал. – 2010. – № 1–3. – С. 59.
5. **Кластер** [електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://uk.wikipedia.org/wiki/>.
6. **Гораль Л.Т.** Шляхи реформування організаційної структури підприємств газотранспортної системи України / Л.Т. Гораль // Галицький економічний вісник. – 2011. – № 3 (32). – С. 11–17.
7. **Загороднюк П.** Природний газ в Україні. Традиційні джерела [електронний ресурс]. – Режим доступу: http://ua-energy.org/upload/files/Pavlo_Zagorodniuk.pdf.
8. **Сумець О.М.** Алгоритм побудови системи регіональних логістичних кластерів / О.М. Сумець // Вісник Національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут». Збірн. наук. праць. – Харків: НТУ «ХПІ». – 2011. – № 7–1. – С. 135.

Автор статті



Гораль Ліліана Тарасівна

Доктор економічних наук, професор, директор Інституту економіки та управління в нафтогазовому секторі Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. Напрями наукових досліджень: методологічні проблеми оцінювання та підвищення ефективності трубопровідного транспорту газу в умовах формування рин-

кових відносин; оптимізація методів експлуатації магістральних газопроводів, компресорних станцій і підземних сховищ газу; розроблення й удосконалення методів обслуговування та ремонту обладнання компресорних станцій та лінійної частини магістральних газопроводів; оптимізація режимів роботи підземних сховищ газу та ін.

© А.М. Коваль

канд. геол. наук

М.В. Тищенко

М.П. Рогачук

Ю.А. Василюк

С.В. Оломський

ДП «Науканафтогаз»

Національної акціонерної компанії

«Нафтогаз України»

Особливості введення апіорних статичних поправок за ЗМШ у нафтогазоносних регіонах України

УДК 550.834.3

У статті розглянуто проблему виникнення похибок під час вивчення геологічного розрізу нафтогазоносних територій за рахунок існування зон малих швидкостей (ЗМШ) у верхній частині розрізу (ВЧР), а також основні чинники, які спричиняють періодичні коливання потужності ЗМШ у різних нафтогазоносних регіонах України. Наголошується на необхідності всебічного вивчення ВЧР та розроблення методики отримання апіорних статичних поправок за ЗМШ з максимально можливою точністю залежно від ландшафтно-геоморфологічних і геологічних умов.

Ключові слова: сейсморозвідка, пластова швидкість, зона малих швидкостей.

В статье рассмотрена проблема возникновения погрешностей при изучении геологического разреза нефтегазоносных территорий за счет существования зон малых скоростей (ЗМС) в верхней части разреза (ВЧР), а также основные факторы, в результате которых возникают периодические колебания мощности ЗМС в разных нефтегазоносных провинциях Украины. Обращается внимание на необходимости всестороннего изучения ВЧР и разработки методики получения априорных статических поправок за ЗМС с максимальной возможной точностью в зависимости от ландшафтно-геоморфологических и геологических условий.

Ключевые слова: сейсморазведка, пластовая скорость, зона малых скоростей.

The paper features a problem of errors origin while studying sedimentary column of petroleum provinces due to low-velocity zones (LVZ or seismic weathering zone) in the upper part of sedimentary column (UPSC) as well as main factors governing periodical oscillations of LVZ thickness in different petroleum-bearing regions in Ukraine. The need for comprehensive studying of UPSC and developing of the technique to acquire a priori static corrections for LVZ with maximal attainable accuracy depending on landscape-geomorphic and geological settings is noticed.

Key words: seismic prospecting, layer velocity, low velocity zone.

Однією з основних проблем під час виконання структурних побудов за результатами сейсмічних досліджень МСГТ є вивчення особливостей будови ВЧР, яка істотним чином може вплинути на сейсмічну інформацію, що надходить від цільових глибинних горизонтів.

Параметрами часового розрізу є амплітуда і час. Амплітуда, або залежність $A(x, t)$, визначає відхилення реального середовища від ідеально однорідного та ідеально пружного, що пропускає сейсмічний сигнал без спотворень. В ідеально пружному середовищі $A(x, t)=0$ із точністю до фону мікросейсм за будь-якого джерела сигналів. Але якщо геологічне середовище ділиться на верстви, на границях яких властивості порід суттєво змінюються, то сигнал, що розповсюджується в такому середовищі, реагує на відповідні границі товщ (заломленням, розсіюванням та відбиттям) і на самі породні товщі, які вже не є акустично прозорими та розділяються за своїми акустичними властивостями або акустичною жорсткістю.

Як зазначається в роботі [2], вирішення проблеми введення статичних поправок полягає у розв'язанні двох задач.

Перша задача полягає в тому, що, вивчаючи фізичне (геологічне) середовище, необхідно пам'ятати про те, що потрібно знання не часу якої-небудь події (наприклад, акта відбиття), а його місцезнаходження в середовищі, тобто в площині (x, z) . Було б простіше, якби швидкісні неоднорідності з'являлися тільки на великих глибинах і не спотворювали б основної частини розрізу. На практиці ситуація здебільшого складається навпаки: ВЧР на

більшій частині територій являє собою вкрай неоднорідне геологічне середовище, введення поправок за суттєві зміни швидкостей поширення акустичного сигналу і становить основну тему цієї статті. А саме: отримання часового розрізу, в якому час обраховується від рівня приведення, збігається з реальним часом пробігу хвилі і є головною метою введення поправок за зону малих швидкостей (ЗМШ) [1].

Друга задача полягає в тому, що шлях пробігу хвилі по променю $l(x)$ необхідно замінити шляхом по вертикалі або нормалі до границі $h(x)$, що в багатократних системах МСГТ забезпечується підсумовуванням вихідних сейсмограм після перерахунку на нульове віддалення джерела від приймача. Цей перерахунок деформує сигнали, що не накопичуються синфазно, через відмінності годографа від гіперболічного внаслідок накладення різних за періодом і амплітудою часових затримок у ВЧР. Ці кінематичні нев'язки (аномалії), що спотворюються в ЗМШ, необхідно усунути до підсумовування, але в подальшому необхідно правильно знайти так звану швидкість підсумовування ($V_{СТ}$), яка найкращим чином апроксимує виправлені за ЗМШ годографи гіперболою, по якій сигнали зсовуються на нульове віддалення [2].

При цьому різниця в підсумуванні по нормалі або по вертикалі, тобто з міграцією або без неї, визначається ступенем різниці середовища від горизонтально-шарового, що не принципово з позиції врахування ЗМШ.

У літературі найчастіше віддають перевагу другій із зазначених задач [3], яка формує уявлення, що введення статичних

Таблиця 1

Вплив потужності ЗМШ на час проходження сейсмічної хвилі

Потужність, м	Пластова (середня) швидкість у ЗМШ, м/с	Час проходження хвилі в ЗМШ, мс	Пластова швидкість корінних порід, м/с	Час проходження хвилі в корінних породах, мс	Різниця часу приходу відбитої хвилі, мс
3	400	15	2000	3	12
3	700	8,4	2000	3	5,4
3	1000	6	2000	3	3
10	400	50	2000	5	45
10	700	28	2000	5	23
10	1000	20	2000	5	15
30	400	150	2000	15	135
30	700	84	2000	15	69
30	1000	60	2000	15	45

поправок необхідне для покращення якості підсумовування, і якщо воно досягається, то фізичний зміст поправок не потребує пояснення чи вивчення. На постулюванні пріоритету цієї задачі тримаються евристичні й апіорні методи отримання часових розрізів. Рідше, але вже більш стійкіше привертається увага до першої цілі введення статичних поправок, недосягнення якої призводить до пропуску реальних та інтерпретації фіктивних структур, у т.ч. «нарисованих швидкостями» [4]. Важливо зазначити, що постановка першої задачі дає привід до уточнення поняття ЗМШ або до варіацій замерзливих порід, обводнених (зневоднених) водоносних горизонтів, або до шару від лінії спостереження до реальної фізичної підшови латерально неоднорідної частини розрізу [5].

Динамічна (амплітудна, гетерогенна) структура хвильового поля, не спотвореного впливом ЗМШ, є особливістю часових

розрізів, що мають геологічне тлумачення, яке істотно розширює можливості сейсмічних методів.

Точність введення апіорних статичних поправок за рельєф та за зону малих швидкостей прямо впливає на точність кінцевих структурних побудов, на роздільну здатність часового розрізу і в решті-решт – глибинного. Використання найновіших систем позиціонування та навігації за останні десятиліття дає змогу з високою точністю виконувати топографо-геодезичні роботи, тож проблем із точністю введення поправок за рельєф практично не повинно існувати. Отримати з такою ж точністю апіорні поправки за ЗМШ для пунктів приймання і збудження практично неможливо, але важливо наблизитися до максимальної точності.

Особливості вивчення ЗМШ в Україні

Останні два десятиліття в Україні через вичерпання фонду нерозвіданих високоамплітудних структур та необхідність переходу до вивчення малоамплітудних нафтогазоперспективних об'єктів до точності результатів сейсморозвідувальних робіт МСГТ висувають підвищені вимоги. Із уведенням у практику сучасних високоточних сейсморозвідувальних робіт 3D, 3C та 4D досліджень роздільна здатність сейсмогеологічних розрізів порівняно з отриманими раніше сейсмічними матеріалами зросла, вона досягається застосуванням оптимальних методичних та технічних прийомів, використанням найновіших світових зразків телеметричної апаратури, чітким виконанням стандартів допоміжних робіт (топографо-геодезичних робіт і досліджень ЗМШ), а також подальшої обробки та інтерпретації отриманих сейсмічних матеріалів. Однак у кожному випадку залежно від конкретних ландшафтно-геоморфологічних та геологічних умов необхідно обґрунтовано підходити до вибору методики дослідження ВЧР, а особливо ЗМШ.

Починаючи з 80-х років XX ст. невибухові джерела збудження витіснили вибухові джерела, тому питання точного введення апіорних статичних поправок за ЗМШ набуло більшої актуальності. На жаль, не в усіх геологічних організаціях, що виконують польові сейсмічні роботи, належним чином вивчають ВЧР. Належно організоване вивчення ВЧР звичайно потребує додаткових економічних і технічних витрат, хоча й незначних. Рівень постановки питання щодо вивчення потужності ЗМШ у геофізичній організації, що проводить сейсморозвідувальні роботи, прямо вказує на загальний рівень виробництва в ній. Більшість геофізичних організацій відмічають інформативні дані про сезонність коливання потужності ЗМШ ще на стадії проектування і, враховуючи цей фактор, досить коректно планують роботи з вивчення ВЧР.

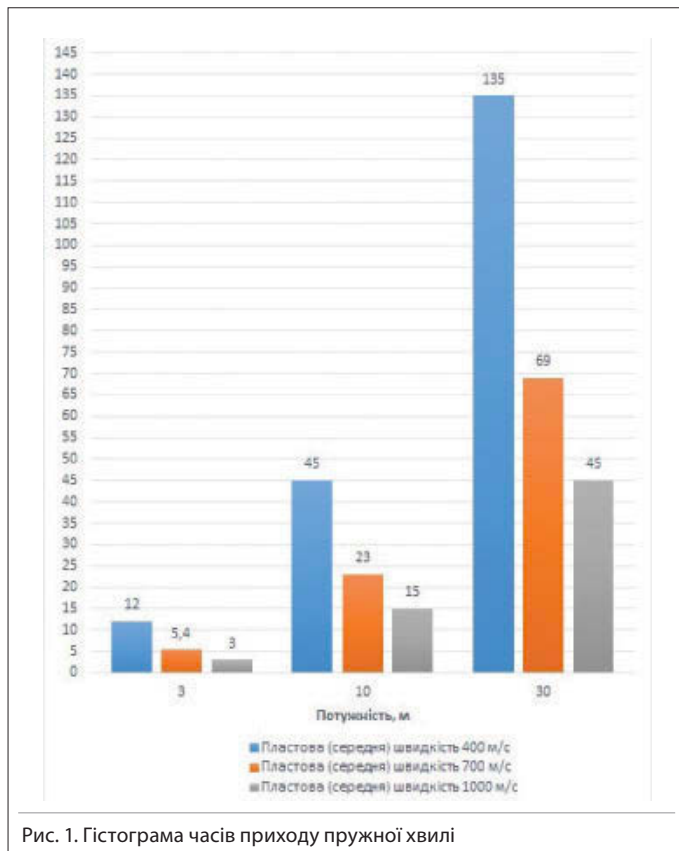


Рис. 1. Гістограма часів приходу пружної хвилі

Таблиця 2

Пластові швидкості гірських порід

Порода	Vp (м/с) за стану породи		
	неводонасичений	водонасичений	вологонасичений при t=-3 °C
Грунтовий шар	100–300	–	–
Пісок	200–700	1500–2000	3400–4000
Супісок	250–600	1450–1800	2800–3500
Суглинок	300–700	1500–1900	2200–2800
Лес	400–700	–	–
Глина (вкл. корінну)	400–1800	1800–2500	1900–2300
Галька	400–800	2000–2700	3800–4800
Пісковик	800–4000	1800–4500	3600–5000
Пісковик вивітрений	700–1600	2900–3100	3000–3200
Вапняки і доломіти	3000–3900	4400–5500	4400–5000
Кварцити і кварцові пісковики	3500–4000	5500–6100	5500–5700
Мармур та мармурові доломіти	3400–4000	5500–6100	5500–5700
Кам'яна сіль	3600–4000	4700	4500–4800

Посилання на користування базою даних минулих років без проведення поточних робіт із вивчення ЗМШ не припустиме і тільки досить умовно (заради прив'язки чи створення загальної моделі потужності ЗМШ на площі досліджень, на яку тільки можна взяти загальний орієнтир) може забезпечити введення поправок за ЗМШ, а для ділянок зі складним пересіченим рельєфом, де проводяться сейсмічні дослідження, ці дані в абсолютній більшості випадків (особливо на крутих схилах) не достовірні. Похибки потужності ЗМШ на таких ділянках, порівняно з раніше виконаними роботами та поточними дослідженнями, можуть становити від 2 до 30 і більше метрів (табл. 1, рис. 1).

Методики вивчення ЗМШ

Найдостовірніші дані про потужність ЗМШ можна отримати під час проведення мікросейсмокаротажу (МСК) або зворотнього його аналогу – мікросейсморепродування (в першому випадку збудження пружних коливань проводиться біля гирла свердловини, а спостереження – по стовбуру свердловини, в другому – навпаки). Як правило, замовники сейсморозвідувальних робіт висувають вимогу розташовувати точки МСК як опори не рідше однієї на кожні 10 км².

Другим розповсюдженим методом, практичним у застосуванні для визначення потужності ЗМШ, є метод перших вступів заломлених хвиль (МПВ). Суть його полягає в відпрацюванні та обробці зустрічних годографів перших вступів заломлених хвиль, а при середній і великій потужності ЗМШ додатково використовують нагінні годографи, якщо довжина однієї вітки годографа заломленої хвилі є недостатньою. Дуже важливо: коли на опорних точках МСК паралельно проводяться роботи МПВ, одразу з'являється можливість зіставлення результатів обох методів.

Третій метод, який найчастіше використовують для загального контролю, зв'язки та інтерполяції потужності ЗМШ у недоступних для постановки перших двох методів місцях (круті схили, заліснені ділянки, населені пункти тощо), – це оброблення заломлених хвиль на перших вступних робочих фізичних спостережень МСГТ за допомогою програм Head wave, GLI 3D, RUST 3D та деяких інших. Роботи з вивчення ЗМШ необхідно проводити паралельно або ж з незначним випередженням чи відставанням від основних 2D, 3D, 3C та 4D сейсмічних досліджень.

Основні чинники впливу на коливання потужності ЗМШ у нафтогазоносних регіонах України

Основними чинниками, що впливають на коливання по-

тужності ЗМШ, є кліматичний, геоморфологічний та економічний. Величина потужності ЗМШ коливається у досить широких межах у більшості нафтогазоносних провінцій, розташованих у межах рівнинної частини України. Коливання потужності ЗМШ бувають не тільки сезонними, а й періодичними. Вони можуть бути пов'язані з господарсько-економічною діяльністю людей (виснаження водонасних горизонтів у результаті їх інтенсивного використання в густонаселених та індустріальних районах), а також з погодно-кліматичними змінами. Потужність ЗМШ безперечно залежить від геологічної будови, літологічних характеристик ВЧР, геоморфологічних характеристик особливостей регіону. Величина ЗМШ у північно-західній та центральній частинах ДДЗ, а також платформових частинах західних областей України прямо залежить від гідрологічного режиму місцевості (насиченості водонасних горизонтів, тобто вологонасиченості конкретного пласта, який є границею ЗМШ) та особливостей клімату. У табл. 2 показано приклади пластової швидкості Vp (м/с) у неводонасиченому, водонасиченому та вологонасиченому замерзлому станах.

Як бачимо, залежно від літологічного складу і ступеня водонасиченості породи ці показники коливаються у досить широких межах зі збільшенням пластової швидкості в 1,5–5 разів у міру її зволоження.

Водонасиченість водонасних горизонтів, безперечно, залежить від середньорічної кількості опадів, ритмічності їх випадання, ступеня випаровуваності в теплий період року. Показник середньорічної кількості опадів коливається в Україні (межі нафтогазоносних провінцій) від 320–400 мм (степовий Крим, південний захід Одещини) до 560–700 мм на Волино-Подільській височині та північно-західній частині ДДЗ, у Прикарпатській та Карпатській зонах та високогір'ї Криму – у межах від 700 до 1200 мм на рік, а на високогір'ях Карпат – 1500 мм і більше. Режим наповнення і розвантаження водонасних горизонтів у різних регіонах у різний час має свої особливості та відрізняється у досить широких межах. Ще один, але досить важливий фактор, який необхідно враховувати під час вивчення ЗМШ, – це промерзання ґрунту, особливо на крутих схилах ярів та берегів рік, проте в Україні зим із середньомісячними температурами січня-лютого нижче від -15 °C – одна-дві на 20–25 років.

У Дніпровсько-Донецькій западині, в північно-західній та центральній її частинах (Сумська, Чернігівська, Полтавська

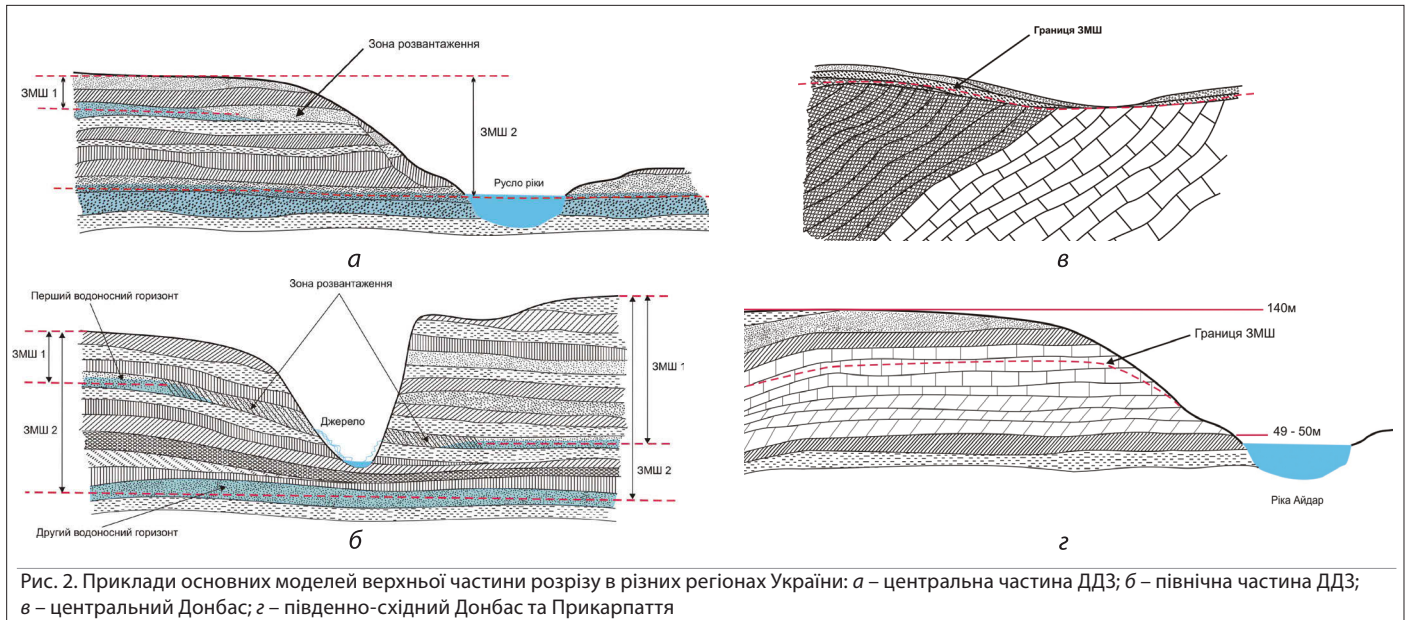


Рис. 2. Приклади основних моделей верхньої частини розрізу в різних регіонах України: а – центральна частина ДДЗ; б – північна частина ДДЗ; в – центральний Донбас; г – південно-східний Донбас та Прикарпаття

області, північні райони Харківської області), границя ЗМШ здебільшого прив'язана до другого водоносного горизонту, де водонепроникним горизонтом є достатньо потужний та слабопроникний глинистий шар. Пластова швидкість горизонту, на якому відбувається заломлення хвилі, що фіксує нижню границю зони малих швидкостей, прийнята 1600–2000 м/с.

Коливання потужності зони малих швидкостей у поліських регіонах та північному лісостепу України незначні і потужність ЗМШ в основному становить 5–20 м. Винятком є круті схили ярів та правих високих берегів річок (рис. 2, б), де потужність ЗМШ може досягати 30–40 м і більше.

У південній лісостеповій та степовій частинах ДДЗ (Придніпровська височина) ці коливання більш значні. У цьому регіоні найбільш помітні сезонні (протягом року) та річні коливання потужності ЗМШ. Вони передусім залежать від рельєфу місцевості (рис. 2, а), який тут характеризується широким розповсюдженням ерозійної яружно-балкової системи зі значними перепадами висот, а також збільшенням співвідношення випаровуваності до середньорічної кількості атмосферних опадів.

Величини потужності ЗМШ у центральній частині ДДЗ (більшість районів Полтавщини, Харківщина, схід Дніпропетровщини, північ Донеччини) становлять 25–80 м, а на схилах високих правих берегів рік – 40–100 м і більше. На всіх вищезазначених територіях трапляються непоодинокі випадки, коли будова верхньої частини розрізу ускладнена і ЗМШ двошарова.

Дещо інша картина щодо будови верхньої частини розрізу і потужності зони малих швидкостей у межах Донецького Кряжу, степової частини Луганщини та Донеччини, Кримського півострова, Прикарпаття. Крім загальних закономірностей будови ВЧР, розглянутих вище, на переважній більшості цих територій потужність ЗМШ обмежується наявністю зцементованих (пісковики, аргіліти, вапняки, мергелі та ін.) корінних акустично жорстких порід, що часто виходять на денну поверхню або перекриті невеликим осадовим чохлам (рис. 2, в та г). Пластова швидкість сейсмічних хвиль у корінних породах (пластах, що

граничать із зоною малих швидкостей) у цих регіонах України коливається від 1650–1700 до 2250–2600 м/с.

Аналогічні, але значно менш поширені ділянки зустрічаються у західних областях України, у межах Волино-Подільської височини та Прикарпаття, де також спостерігаються виходи вапняків, мергелів та інших зцементованих порід на денну поверхню. У гірських регіонах Карпат та Криму практично всюди спостерігаються виходи зцементованих високошвидкісних корінних порід на поверхню, зрідка малопотужна ЗМШ (1–5 м) спостерігається в річкових долинах та на гірських схилах у межах осипів, яку достатньо контролювати за допомогою різних програм по перших вступах фізичних спостережень МСГТ.

Під час обробки матеріалів із вивчення ЗМШ обов'язковим моментом є постійна ув'язка результатів, отриманих різними методами (МПВ, МСК та використання заломлених хвиль на перших вступах фізичних спостережень (ф. с.) МСГТ). Це дає змогу отримати максимально точну модель потужності ЗМШ по площі досліджень і способом інтерполяції отримати максимально точні апріорні поправки за ЗМШ для кожної точки приймання та збудження в конкретний момент відпрацювання площі.

Важливо, коли в базі даних виконавця є достатній обсяг інформації з геологічної будови ВЧР по раніше вивчених площах, а також матеріалів сейсмокаротажу глибоких свердловин. Тоді значно легше передбачити, аналізуючи геологічні розрізи ВЧР, як залежно від пористості верхніх горизонтів можуть змінюватися насиченість чи розвантажування водоносних горизонтів.

Під час вивчення ЗМШ (МПВ, МСК) для загального контролю та інтерполяції на проміжних ділянках необхідно контролювати їх потужність за першими вступами заломлених хвиль із використанням програм Head wave, GLI 3D, RUST 3D та деяких інших, розроблених вітчизняними і зарубіжними фахівцями. Перш за все це стосується важкодоступних ділянок зі складним рельєфом, де можливості для постановки необхідної кількості точок МПВ чи МСК обмежені. Загальний обсяг запроектованих робіт із вивчення ЗМШ між замовником та ви-

конавцем робіт уточнюється шляхом посередництва представника замовника (супервайзера) ще на стадії проектування. Для виконання СР на площах зі спокійним рівнинним рельєфом із незначними перепадами абсолютних відміток необхідності в великих обсягах робіт МПВ (МСК) немає, не більше вимог та стандартів компанії-замовника.

На площах виконання СР із складним рельєфом зі значними перепадами висот для точнішого визначення априорних статпоправок за ЗМШ пункти МПВ та МСК необхідно згущувати. Проводячи МСК на таких ділянках, необхідно мати результати із двох-трьох свердловин, розміщених у найбільш характерних точках рельєфу на кожні 10 км² (рис. 3).

На цьому рисунку показано організаційний та методичний підхід виконавця до вивчення ЗМШ на Слов'янській площі. Свердловини МСК 3–8, 10, 11 згущені і розташовані на найбільш складній у рельєфному плані ділянці площі. Можливо додати, що за такого складного рельєфу (перепади висот до 140 м) інтерполяції результатів робіт МПВ із прив'язкою до опорних точок МСК недостатньо. Тут і є необхідність продублювати на 65–75 % площі результати інтерполяції МПВ із результатами підстрахування по перших вступах робочих ф.с. МСГТ із використанням однієї з програм (Head wave, GLI 3D, RUST 3D та деяких інших, більш сучасних і ефективних), якими повинна бути обов'язково оснащена кожна організація. З геологічної точки зору це пояснюється тим, що на крутих схилах у різний час, з різними амплітудами відбувалися зсувні процеси, а тому геологічна будова ВЧР на цій ділянці ускладнилася, і розвантаження водоносних горизонтів на різних площадках (точках) відбувається по-різному.

Висновки

Враховуючи всі вищенаведені фактори, можемо зробити такі висновки:

1. Польові роботи з вивчення ЗМШ необхідно проводити паралельно з виробничими дослідженнями МСГТ (2D, 3D). У випадках значного проектного обсягу на виконання сейсмічних робіт і високої продуктивності відпрацювання сейсмічних досліджень МСГТ роботи із вивчення ЗМШ допускається виконувати з незначним запізненням (не більше 10–15 днів), обов'язково враховуючи при цьому погодно-кліматичні умови (кількість та інтенсивність опадів за цей період). Якщо в районі, де виконуються сейсморозвідувальні роботи, протягом певного часу (два тижні і більше) випали сильні опади, картина насиченості водоносних горизонтів, як правило, суттєво змінюється, особливо на крутих схилах берегів рік, балок та ярів. І аналогічно, якщо зміна відбувається у протилежний бік: після підняття температур до максимальних показників (інтенсивна випаровуваність призводить до швидкого виснаження водоносних горизонтів).

2. Під час виконання робіт МПВ із метою визначення потужності ЗМШ найважливішими методичними прийомами є довжина вітки годографа та тип джерела збудження пружних коливань. Для впевненого простежування заломленої хвилі довжина вітки годографа повинна не менше ніж у 2,5–3 рази бути довшою, ніж максимальна передбачувана потужність ЗМШ. Джерело збудження повинно бути достатньої потужності, щоб із невеликою кількістю накопичень отримати чітку заломлену хвилю за будь-якої потужності ЗМШ. Під час проведення збудження пружних коливань із застосуванням підривних робіт джерелом збудження виступають амоніти чи шашки з пресованого тротилу вагою

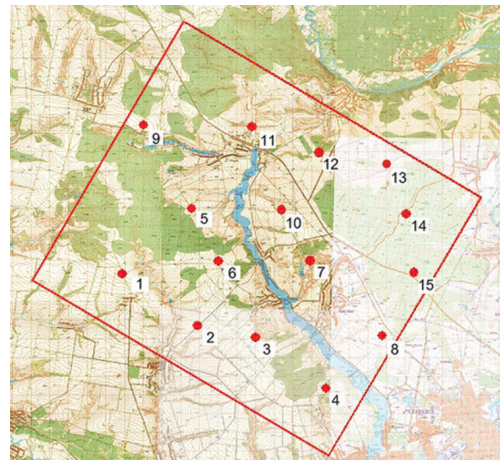


Рис. 3. Розподіл свердловин МСК по площі

100–400 г. Таку методику доцільно використовувати також у важкодоступних, заліснених місцях і на крутих схилах, де потужність ЗМШ досить велика і дуже мінлива.

3. До вивчення ЗМШ у кожному нафтогазоносному регіоні України необхідний свій особливий підхід. Будова ВЧР північно-західної частини ДДЗ нескладна, тому тут для виконання сейсмічних досліджень МСГТ потрібне загальне її вивчення за допомогою одного-двох методів. Більш складною є будова ВЧР у центральній та східній частинах ДДЗ, а тому тут необхідно застосовувати комплексний підхід до її вивчення. Складною будовою ВЧР характеризується також степова частина Кримського півострова та західної частини Одещини. Зона зчленування ДДЗ та Донбасу, а також складчастий Донбас характеризуються досить змінною будовою ВЧР – від досить складної до стабільної, особливо на ділянках виходів зцементованих корінних порід. Тому підхід до вивчення потужності ЗМШ тут потрібно вибирати після загальної оцінки будови ВЧР. У Передкарпатському прогині та платформних районах західних областей будова ВЧР також досить різноманітна, найскладніша вона на ділянках максимальних позначок Волинської та Подільської височин. До робіт із вивчення ЗМШ тут також необхідно підходити з урахуванням усіх як поверхнево-геологічних, так і літологічних чинників.

Список літератури

1. **Геологический** словарь: в 2-х т. / Х.А. Арсланова, М.Н. Голубчина, А.Д. Искандерова [и др.]; под ред. К.Н. Паффенгольца. – 2-е изд., испр. – М.: Недра, 1978. – Т. 1. – С. 261.
2. **Павленкин А.Д.** Способы изучения ВЧР и учета статических поправок / А.Д. Павленкин, Ю.В. Рослов, Н.Н. Ефимова, А.Н. Кремлев // Технологии сейсморазведки. – 2008. – № 3. – С. 40–45.
3. **Гольдин С.В.** Двумерная кинематическая интерпретация сейсмограмм в слоистых средах / С.В. Гольдин, Л.Г. Киселев, В.Г. Лашков, В.С. Черняк. – Новосибирск: Наука, 1993. – С. 60–124.
4. **Соколова Н.Е.** Учёт влияния вариаций толщин многолетне-мёрзлых пород при структурных построениях на севере Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна / Н.Е. Соколова, А.С. Щарева // Технологии сейсморазведки. – 2007. – № 1. – С. 44–49.
5. **Гурвич И.И.** Сейсмическая разведка / И.И. Гурвич, Г.Н. Боганик. – М.: Недра, 1980. – С. 119, 333, 500.

© **Л.М. Якушин**
 д-р геол. наук
І.І. Іщенко
 канд. геол. наук
 ДП «Науканафтогаз»
L.M. Yakushyn
 Dr. Geol. Science
I.I. Ishchenko
 Cand. Geol. Science
 SE «Naukanaftogaz»

Стратиграфічна схема крейдових відкладів українського сектора акваторій Чорного та Азовського морів як основа подальших геологорозвідувальних робіт на нафту та газ

Stratigraphic scheme of the Cretaceous sediments of the Ukrainian part of the Black and Azov Seas as a basis for further exploration work for oil and gas

UDC 551.76.02(084.2)(262.5-16)+(262.54)

Запропоновано схему стратиграфії крейдових відкладів української частини акваторій Чорного й Азовського морів, створену на основі комплексного вивчення результатів буріння та аналізу всіх опублікованих матеріалів щодо цих відкладів.

Ключові слова: крейдові відклади, український сектор акваторій Чорного та Азовського морів, стратиграфічна схема.

Предлагается схема стратиграфии меловых отложений украинской части акваторий Черного и Азовского морей, созданная на основе комплексного изучения результатов бурения и анализа всех опубликованных материалов этим отложениям.

Ключевые слова: меловые отложения, украинский сектор акваторий Черного и Азовского морей, стратиграфическая схема.

It is carried out dismembering and correlation of the Cretaceous deposits of the Ukrainian part of the Black and Azov seas on the basis of a comprehensive studying, a thorough analysis of available published materials and by the results of drilling. It is worked out a regional stratigraphic scheme of the Cretaceous deposits of the investigated area.

Key words: Cretaceous sediments, waters Ukrainian sector of the Black and Azov Seas, stratigraphic scheme.

В українському секторі акваторій Чорного та Азовського морів на 22 площах буріння розкриті відклади крейдової системи – 18 площ (36 свердловин) на північно-західному шельфі Чорного моря та 4 площі (4 свердловини) в акваторії Азовського моря. У цих відкладах відкрито газове родовище Шмідта (пов'язане з утвореннями маастрихту) та виявлено численні нафтогазопрояви та непромислові припливи газу на Голіцинському та Одеському родовищах, а також під час буріння на Каркінітській, Фланговій та Штильовій площах. Це свідчить про певні перспективи крейдових відкладів на вуглеводні та про значний вуглеводневий потенціал зазначеної території. За даними ЛВ УкрДГРІ (2008 р.), початкові сумарні ресурси крейдового комплексу українського сектора Чорного та Азовського морів становлять близько 657,6 (нижньокрейдового – 433,5, верхньокрейдового – 224,1) млн т у.п. Враховуючи те, що більша частина структур акваторій Чорного та Азовського морів вже розбурена по відкладах кайнозою і приблизно 70 % структур цієї території підготовлені для буріння по відбиваючих горизонтах крейди, основні перспективи нафтогазоносності пов'язані саме з цим породним комплексом. Тому для ефективного проведення подальших геологорозвідувальних робіт актуальним та необхідним на сьогодні є створення надійної стратиграфічної схеми цих відкладів.

Основи стратиграфії крейдових відкладів української частини акваторій Чорного та Азовського морів були закладені ще у 60–70 роках минулого століття, коли розпочалося активне розбурювання північно-

In the Ukrainian sector of the waters of Black and Azov Seas on 22 drilling areas the sediments of Cretaceous System were discovered – 18 areas (36 wells) on the northwestern shelf of the Black Sea and 4 areas (4 wells) in the Sea of Azov waters). A Schmidt gas field (associated with Maastricht formations) was discovered in these deposits and numerous oil and gas shows and non-industrial influxes of gas were found on Holitsynske and Odeske fields, as well as during drilling on Karkinitzka, Flanhova and Shtyliova areas. This indicates some promises of Cretaceous sediments for hydrocarbons and a significant hydrocarbon potential of the designated area. According LV UkrDGRI (2008) the initial total resources of the Cretaceous complex of the Ukrainian sector of the Black and Azov Seas are about 657.6 (Lower Cretaceous – 433.5, Upper Cretaceous – 224.1) million tons of standard fuel. Given that most of the structures of the Black and Azov Seas waters are already drilled to Cenozoic sediments and about 70% of the structures of this territory are prepared for drilling to Cretaceous horizons the major oil and gas prospects are associated with this rock complex. Therefore, for the effective conduct of further exploration work the relevant and necessary as of today is to create a reliable stratigraphic scheme of these deposits.

The basics of stratigraphy of Cretaceous sediments of the Ukrainian part of the Black and Azov Seas waters were established in the 60-70's of the last century, when active drilling of the Black Sea north-western shelf for oil and gas started. The first substantial generalized study of their

західного шельфу Чорного моря на нафту та газ. Першою ґрунтовною узагальнюючою роботою із досліджень їх стратиграфії стала колективна монографія «Геология шельфа УССР. Стратиграфия (шельф и побережья Черного моря)» під редакцією Є.Ф. Шнюкова [1]. Результати подальшого вивчення цих відкладів викладені у численних звітах, наукових статтях та монографіях [1–24].

Попри тривалий період вивчення та значні обсяги геолого-геофізичних робіт, на теперішній час геологічна будова відкладів крейди цієї території залишається ще недостатньо з'ясованою і має багато дискусійних питань.

Для уточнення стратиграфії крейдових відкладів української частини акваторій Чорного та Азовського морів та створення стратиграфічної схеми нами використано всі існуючі геолого-геофізичні матеріали буріння свердловин 1, 2, 3-Безіменної, 2-Гамбурцева, 1, 2, 4, 5-Голіцина, 1-Десантної, 2-Євпаторійської, 2-Іллічівської, 1, 2-Каркінітської, 2, 4, 5, 6, 20-Одеської, 1-Південно-Бортової, 3, 25-Південно-голіцинської, 2-Північно-Південної, 40, 43-Сельського, 1-Федорівської, 2-Флангової, 1-Центральної, 5, 6, 9, 10, 11, 12-Шмідта, 2-Штильової, 2, 5-Штормової, 1-Електророзвідувальної, 1-Західно-Бірючої, 1-Матроської, 2-Морської, 1-Обручева та 20-Стрілкова та результати регіональних сейсмічних досліджень.

Методи дослідження: геофізичний, сейсмостратиграфічний та літобіостратиграфічний.

Результати досліджень та їх аналіз

На території дослідження крейдові відклади значно поширені на акваторіях Чорного та Азовського морів у межах Східноєвропейської платформи (СЄП), Скіфської плити та Чорноморської западини.

На північно-західному шельфі Чорного моря більшість свердловин зупинено у відкладах верхньої крейди. Розкритий розріз у складі всіх ярусів – сеноман, турон, коньяк, сантон, кампан, маастрихт. Нижній відділ представлений лише альбським ярусом. Верхня крейда представлена переважно вапняками, з підпорядкованим значенням мергелів та писальної крейди, рідше глинами, пісковиками і вулканогенними утвореннями. Товщина відкладів до 2400 м. Нижня крейда складена у більшості теригенними породами: аргілітами та пісковиками з підпорядкованим значенням карбонатних мергелів та вулканічних туфів. Товщина відкладів до 1000 м.

На акваторії Азовського моря крейдові відклади поширені майже повсюдно, окрім Середньоазовського підняття, де вони зустрічаються тільки на території Морського блока. Розріз верхньої крейди представлений сеноманським, сантонським, кампанським та маастрихтським ярусами. Склад ярусів суттєво відрізняється за об'ємом, літологічним складом, товщиною і розповсюдженням порід. Відклади представлені карбонатними та теригенними породами. Серед карбонатних порід переважають вапняки, а серед теригенних – аргіліти та пісковики. Повна пройдена товщина відкладів верхньої крейди становить близько 950 м на Матроському піднятті. Нижньокрейдний розріз представлений тільки відкладами альбу. Вони представлені теригенно-глинистими породами – аргілітами, алевролітами та пісковиками. Пройдена товщина відкладів нижньої крейди сягає близько 200 м на Західно-Бірючому піднятті.

За характерними рисами геологічної будови крейдових відкладів на північно-західному шельфі Чорного моря виділено шість структурно-фаціальних районів: Криловський, Губкінсько-Кілійсько-Зміїний, Південноукраїнської монокліналі, Каркінітський, Крайового уступу та Каламітський; у межах українського сектора Азовського моря три райони: Північноазовський, Середньоазовський та Індольський.

stratigraphy was a monograph «Shelf Geology of the USSR. Stratigraphy (shelf and coasts of the Black Sea)» edited by E.F. Shniukov [1]. The results of further study of these deposits are contained in numerous reports, scientific articles and monographs [1–24, etc.].

Despite a long period of study and significant amounts of geological and geophysical work now the geological structure of Cretaceous sediments of the area is still not clarified and has a lot of questions unanswered.

To clarify the stratigraphy of the Cretaceous sediments of the Ukrainian part of waters of the Black and Azov Seas and to create the stratigraphic scheme we used all available geological and geophysical data from drilling the following wells: Bezimenna-1, 2, 3, Hamburtseva-2, Holitsyna-1, 2, 4, 5, Desantna-1, Evpatoriiska-2, Illichivska-2, Karkinitiska-1, 2, Odeska-2, 4, 5, 6, 20, Pivdenno-Bortova-1, Pivdennoholitsynska-3, 25, Pradniprovska-2, Selskoho-40, 43, Fedorivska-1, Flanhova-2, Tsentralna-1, Schmidta-5, 6, 9, 10, 11, 12, Shtyliova-2, Shtormova-2, 5, Elektrorozvidualna-1, Zakhidno-Biriucha-1, Matroska-1, Morska-2, Obrucheva-1 and Strilkova-20 and the results of regional seismic studies.

Research Methods: geophysical, seismo-stratigraphic and lithobiostratigraphic.

Research results and their analysis

In the area of research the Cretaceous sediments are distributed in the waters of Black and Azov Seas within the East European Platform (EEP), Scythian plate and the Black Sea trench.

In the north-western shelf of the Black Sea most wells are shut in in the sediments of the Upper Cretaceous. The exposed cross-section among all stages – Cenomanian, Turonian, Coniacian, Santonian, Campanian, Maastrichtian. Lower section is represented by the Albian stage only. Upper Cretaceous consists mainly of limestone with subordinate value of marl and chalk, rarely of clay, sandstone and volcanic formations. The thickness of sediments is up to 2400 m. Lower Cretaceous consists mostly of terrigenous rocks: argillites and sandstones with subordinate values of carbonate: marl and volcanic – tuffite. The thickness of sediments is up to 1000 m.

In the Sea of Azov waters the Cretaceous deposits are widespread almost everywhere except for the territory of Serednioazovske elevation where they found only in the Marine unit. Upper Cretaceous cross-section is represented by Cenomanian, Santonian, Campanian and Maastrichtian stages. Composition of stages differs significantly in volume, lithology, thickness and distribution of rocks. Deposits are represented by carbonate and terrigenous rocks. Among carbonate rocks predominate limestones and among terrigenous rocks predominate mudstones and sandstones. Full thickness traversed of the Upper Cretaceous sediments is about 950 m on Matroske elevation. Lower Cretaceous cross-section is presented by Alb deposits only. They are represented by terrigenous clay rocks – mudstones, siltstones and sandstones. Thickness traversed of the Lower Cretaceous sediments is about 200 m on Zakhidnobiriuche elevation.

According to the characteristic features of the geological structure of Cretaceous sediments in the north-western Black Sea shelf it was identified six structural-facial areas: Krylovskiy, Hubkinsko-Kiliisko-Zmiinyi, of Pivdennoukrainska monocline, Karkinitskiy, of Kraiovyi ledge and Kalamitskiy; three areas within the Ukrainian sector of the Sea of Azov: Pivnichnoazovskiy, Serednioazovskiy and Indolskiy.

Krylovskiy structural-facial area covers the territory of a deflection of the same name and is the marine continuation of Pereddobrudzkiy deflection. The area is not explored by drilling. Within this area, by analogy with a cross-section of Pereddobrudzkiy deflection, the Cretaceous deposits are distributed continuously and are represented by the formations of the lower and upper sections. They lie with erosion on the formations of

Криловський структурно-фаціальний район займає територію однойменного прогину і є морським продовженням Переддобрудзького прогину. Район не досліджений бурінням. На території району, за аналогією з розрізом Переддобрудзького прогину, крейдові відклади поширені суцільно і представлені утвореннями нижнього та верхнього відділів. Вони залягають із розмивом на утвореннях юрської системи і перекриваються з переривом утвореннями палеогену чи неогену. Нижній відділ представлений нормально-морськими теригенно-карбонатними відкладами баремського та аптського ярусів, верхній – карбонатними утвореннями сеноманського, коньякського, сантонського та кампанського ярусів.

Товщина відкладів нижньої крейди до 140 м, верхньої до 250 м.

Губкінсько-Кілійсько-Зміїний структурно-фаціальний район займає територію однойменної зони підняття. Район не досліджений бурінням. На території району крейдові відклади поширені суцільно і представлені утвореннями нижнього та верхнього відділів. Вони залягають з розмивом на утвореннях юрської (?) системи і перекриваються з переривом утвореннями палеогену чи неогену. Нижній відділ, ймовірно, представлений нормально-морськими теригенно-глинистими відкладами аптського (?) та альбського ярусів, верхній – теригенно-глинистими відкладами сеноману та теригенно-карбонатними утвореннями кампанського та маастрихтського ярусів.

Товщина відкладів нижньої крейди до 500 м, верхньої до 520 м.

Структурно-фаціальний район Південноукраїнської моноклінали займає територію однойменного структурного елемента південно-західної околиці СЕП. На території району крейдові відклади поширені суцільно і представлені утвореннями нижнього та верхнього відділів. Вони залягають із розмивом на утвореннях кристалічного фундаменту і перекриваються з переривом утвореннями палеогену. Нижній відділ представлений нормально-морськими теригенно-карбонатними відкладами альбського ярусу, верхній – карбонатними утвореннями сеноманського, туронського, коньякського, сантонського, кампанського та маастрихтського ярусів.

Товщина відкладів нижньої крейди до 170 м, верхньої до 1450 м.

Каркінитський структурно-фаціальний район займає територію однойменного структурного прогину Скіфської плити. На території району крейдові відклади поширені суцільно і представлені утвореннями нижнього та верхнього відділів. Вони залягають з розмивом на утвореннях юрської (?) системи і перекриваються з переривом утвореннями палеогену. Нижній відділ представлений нормально-морськими теригенно-глинистими відкладами аптського та альбського ярусів, верхній – карбонатними утвореннями сеноманського, туронського, коньякського, сантонського, кампанського та маастрихтського ярусів.

Товщина відкладів нижньої крейди до 1000 м (?), верхньої до 2400 м.

Структурно-фаціальний район Крайового уступу займає територію однойменного структурного елемента Скіфської плити. На території району крейдові відклади поширені суцільно і представлені утвореннями нижнього та верхнього відділів. Вони залягають з розмивом на утвореннях юрської (?) системи і перекриваються з переривом утвореннями палеогену. Нижній відділ представлений нормально-морськими теригенно-глинисто-карбонатними відкладами баремського (?), аптського та альбського ярусів, верхній – карбонатними утвореннями сеноманського, кампанського та маастрихтського ярусів.

Товщина відкладів нижньої крейди до 1000 м (?), верхньої до 380 м.

Каламітський структурно-фаціальний район займає територію однойменного підняття (валу) Скіфської плити. На території району

the Jurassic system and are overlapped with a break by Paleogene or Neogene formations. Lower section is represented by normal-marine terrigenous-carbonate sediments of Barremian and Aptian stages, and the upper section is represented by carbonate formations of Cenomanian, Coniacian, Santonian and Campanian stages.

The thickness of the Lower Cretaceous sediments is up to 140 m, and the thickness of the Upper Cretaceous sediments is up to 250 m.

Hubkinsko-Kiliisko-Zmiinyi structural-facial area covers the territory of the elevations area of the same name. The area is not explored by drilling. Within this area the Cretaceous deposits are distributed continuously and are represented by the formations of the lower and upper sections. They lie with erosion on the formations of the Jurassic (?) system and are overlapped with a break by Paleogene or Neogene formations. Lower section is probably represented by normal-marine terrigenous-clayey sediments of the Aptian (?) and Albian stages, and the upper section is represented by terrigenous-clayey sediments of the Cenomanian stage and terrigenous-carbonate formations of the Campanian and Maastrichtian stages.

The thickness of the Lower Cretaceous sediments is up to 500 m, and the thickness of the Upper Cretaceous sediments is up to 520 m.

Structural-facial area of Pivdenna monocline covers the territory of structural element of the same name in the southwestern suburb of EEP. Within this area the Cretaceous deposits are distributed continuously and are represented by the formations of the lower and upper sections. They lie with erosion on the formations of the crystalline foundation and are overlapped with a break by Paleogene formations. Lower section is represented by normal-marine terrigenous-carbonate sediments of the Albian stage, the upper section is represented by carbonate formations of the Cenomanian, Turonian, Coniacian, Santonian, Campanian and Maastrichtian stages.

The thickness of the Lower Cretaceous sediments is up to 170 m and the thickness of the Upper Cretaceous sediments is up to 1450 m.

Karkinitzkyi structural-facial area covers the territory of the structural deflection of the same name of the Scythian plate. Within this area the Cretaceous deposits are distributed continuously and are represented by the formations of the lower and upper sections. They lie with erosion on the formations of the Jurassic (?) system and are overlapped with a break by Paleogene formations. Lower section is represented by normal-marine terrigenous-clayey sediments of the Aptian and Albian stages, the upper section is represented by carbonate formations of the Cenomanian, Turonian, Coniacian, Santonian, Campanian and Maastrichtian stages.

The thickness of the Lower Cretaceous sediments is up to 1000 m (?), and the thickness of the Upper Cretaceous sediments is up to 2400 m.

Structural-facial area of Kraiovyi ledge covers the territory of structural element of the same name of the Scythian plate. Within this area the Cretaceous deposits are distributed continuously and are represented by the formations of the lower and upper sections. They lie with erosion on the formations of the Jurassic (?) system and are overlapped with a break by Paleogene formations. Lower section is represented by normal-marine terrigenous-clayey-carbonate sediments of the Barremian (?), Aptian and Albian stages, the upper section is represented by carbonate formations of the Cenomanian, Campanian and Maastrichtian stages.

The thickness of the Lower Cretaceous sediments is up to 1000 m (?) and the thickness of the Upper Cretaceous sediments is up to 380 m.

Kalamitskyi structural-facial area covers the territory of the elevation (swell) of the same name of the Scythian plate. Within this area the

AGE, Ma	CHRON	POLARITY	ISC-2008				STANDARD BOZONAL CHARTS (Ogg J.G., Ogg G. and Gradstein F.M., 2008)				REGIONAL STRATIGRAPHIC SUBDIVISIONS				Krylov Depression									
			SYSTEM	SERIES	STAGE	SUB-STAGE	Chrono-metric boundaries	AMMONITES	FORAMS	NANO-PLANKTON	ZONES	LONES												
70	C29		C R E T A C E O U S	U P P E R	Maastrichtian	Upper	65.5±0.3	terminus	Abathomphalus mayaroensis	CC26	NC23	Abathomphalus myaroensis, Conicotruncana conica, Pseudotextularia varians, Bolivinoides draco, Bolivina incrassata crassa	Nephrolithus frequens											
	C30						fresvillensis	CC25																
	C31						Pachydiscus neubergicus to Epilectus	Racemiguembelina fructicosa		CC24					NC22	Globotruncanites stuarti, Gansserina gansseri	Lithraphidites quadratus, Marcalius nielsenae							
							Nostoceras hyatti	Gansserina gansseri			Uniplanarius trifidus													
	C32						Campanian	Upper	70.6±0.6	Didymoceras cheyennense	Globotruncana aegyptiaca	CC23	NC20		Globotruncanella havanensis, Globotruncana morozovae, Bolivina incrassata	Broinsonia parca constricta								
											Globotruncanella havanensis													
											Globotruncanella calcarata													
											Globotruncana ventricosa	CC22												
	80	C33						Middle			Bostrychoceras polyplacum		CC21		NC19	Globotruncana ventricosa, Brotzenella monterelensis	Broinsonia parca parca							
													CC20											
						CC19																		
					Globotruncanites elevata	CC18	NC18					Globotruncanites elevata, Gavelinella dainae	Arkhangelskiella cymbiformis		Plakhtivska suite Upper sub-suite White chalk, lumpy, friable									
					Hoplitoplacenticeras marroli / vari		CC17					NC17	Globotruncana formicata, Gavelinella stolligera		Bolivinoides strigillatus	Lucianorhabdus cayeuxii	up to 30 m Lower sub-suite							
					Delawarella delawarensis		CC16																	
					Placenticeras bidorsatum		CC15																	
					Placenticeras polyopsis	Dicarinella asymetrica	CC14					NC16	Gavelinella thalmanni, Dicarinella concavata		Micula staurophora	White and grayish-white chalk, tight, compact, and marts								
90	C34				Lower		88.6	Subprionocyclus neptuni	Dicarinella concavata	CC13	NC15	Stensioina granulata	Eiffelithus eximius		up to 90 m									
																Collignoniceras woollgari	Marginotruncana schneegansi	CC12	NC14	Gavelinella praefrasantonica	Gartnerago segmentatum i Kamptnerius magnificus			
																Helvetoglobotruncana helvetica	CC11	NC12-13	Gavelinella ammonoides	Heleneia chiastia				
																Mammites nodosoides		CC10	NC9	Rotalipora globotruncanoides	Gartnerago segmentatum			
																Watinoceras devonense/coloradense								
																Nigericeras scottii								
100	C34				Upper		93.6±0.8	Stoliczkaia dispar	Rotalipora appenninica	CC9	NC10	Rotalipora appenninica, Schackoina moliniensis, Rotalipora tacinensis, Rotalipora subticinensis, Ticinella praeticinensis	Eiffelithus turrisseiffelii, Octocyclus reinhardtii, Ceratolithium hamata		up to 30 m									
																Mortoniceras inflatum	Rotalipora tacinensis	CC8	NC9	Hedbergella planispira, Gavelinella intermedia, Ticinella digitalis				
																Ticinella praeticinensis	CC8	NC8	Hedbergella planispira					
																Euhoplites lautus								
																Euhoplites loratus								
																Hoplites dentatus								
		Douvilleroceras mamillatum																						
110			Lower		112.0±1.0	Leymeriella terdefurcata	Hedbergella planispira																	

Рис. Стратиграфічна схема крейдових відкладів українського сектора акваторій Чорного та Азовського морів
Fig. Stratigraphic scheme of the Cretaceous sediments of the Ukrainian sector of the Black and Azov Seas

Нафтогазова галузь України. 2014. № 4

ну крейдові відклади поширені суцільно і представлені утвореннями нижнього та верхнього відділів. Вони залягають із розривом на утвореннях тріасової (?) системи і перекриваються з переривом утвореннями палеогену чи неогену. Нижній відділ представлений нормально-морськими теригенно-глинистими відкладами аптського та альбського ярусів, верхній – карбонатними утвореннями сеноманського, сантонського, кампанського та маастрихтського ярусів.

Товщина відкладів нижньої крейди до 1000 м (?), верхньої до 900 м.

Північноазовський структурно-фаціальний район займає територію однойменного прогину південно-західної околиці СЕП. На території району крейдові відклади поширені суцільно і представлені утвореннями нижнього та верхнього відділів. Вони залягають з розривом на утвореннях кристалічного фундаменту (?) і перекриваються з переривом утвореннями палеогену. Нижній відділ представлений нормально-морськими теригенно-глинистими відкладами аптського та альбського ярусів, верхній – теригенно-карбонатними утвореннями сеноманського та кампанського ярусів.

Товщина відкладів нижньої крейди до 500 м (?), верхньої до 1000 м.

Середньоазовський структурно-фаціальний район займає територію однойменного підняття (валу) Скіфської плити. На території району крейдові відклади поширені фрагментарно і представлені утвореннями лише верхнього відділу. Вони залягають з розривом на утвореннях тріасової системи (?) і перекриваються з переривом утвореннями палеогену. Верхній відділ представлений нормально-морськими теригенно-глинистими відкладами сеноманського та карбонатними утвореннями кампанського та маастрихтського ярусів.

Товщина відкладів верхнього відділу до 530 м.

Індольський структурно-фаціальний район займає територію однойменної зони прогину Скіфської плити. Крейдові відклади району не досліджено бурінням. На території району крейдові відклади поширені суцільно і представлені утвореннями нижнього та верхнього відділів. Вони залягають з розривом на утвореннях юрської (?) системи і перекриваються з переривом утвореннями палеогену. Нижній відділ, ймовірно, представлений нормально-морськими теригенно-глинистими відкладами аптського (?) та альбського ярусів, верхній – теригенно-глинистими відкладами сеноманського та карбонатними утвореннями туронського, коньякського, сантонського, кампанського та маастрихтського ярусів.

Товщина відкладів нижньої крейди до 500 м (?), верхньої до 1500 м (?).

Результатом проведених досліджень є створена стратиграфічна схема (рисунок).

Висновки

На основі результатів регіональних сейсмічних досліджень із урахуванням усіх наявних геолого-геофізичних матеріалів та результатів буріння свердловин проведено стратиграфічне розчленування крейдових відкладів та поширену їх кореляцію у межах акваторій дослідження та прилеглої суходолу.

За особливостями геологічної будови крейдових відкладів у межах українського сектора акваторій Чорного та Азовського морів виділено дев'ять структурно-фаціальних районів: шість на північно-західному шельфі Чорного моря (Криловський, Губкінсько-Кілійсько-Зміїний, Південноукраїнської монокліналі, Каркінський, Крайового уступу та Каламітський) та три (Північноазовський,

Cretaceous deposits are distributed continuously and are represented by the formations of the lower and upper sections. They lie with erosion on the formations of Triassic (?) system and are overlapped with a break by Paleogene or Neogene formations. Lower section is represented by normal-marine terrigenous-clayey sediments of the Aptian and Albian stages, the upper section is represented by carbonate formations of the Cenomanian, Campanian and Maastrichtian stages.

The thickness of the Lower Cretaceous sediments is up to 1000 m (?) and the thickness of the Upper Cretaceous sediments is up to 900 m.

Pivnichnoazovskyi structural-facial area covers the territory of deflection of the same name of the southwestern suburb of EEP. Within this area the Cretaceous deposits are distributed continuously and are represented by the formations of the lower and upper sections. They lie with erosion on the formations of the crystalline foundation (?) and are overlapped with a break by Paleogene formations. Lower section is represented by normal-marine terrigenous-clayey sediments of the Aptian and Albian stages, the upper section is represented by terrigenous-carbonate formations of the Cenomanian and Campanian stages.

The thickness of the Lower Cretaceous sediments is up to 500 m (?) and the thickness of the Upper Cretaceous sediments is up to 1000 m.

Serednioazovskyi structural-facial area covers the territory of the elevation (swell) of the same name of the Scythian plate. Within this area the Cretaceous deposits are distributed fragmentarily and are represented by formations of the upper section only. They lie with erosion on the formations of the Triassic system (?) and are overlapped with a break by Paleogene formations. Upper section is represented by normal-marine terrigenous-clayey deposits of the Cenomanian stage and by carbonate formations of the Campanian and Maastrichtian stages.

The thickness of the Upper Cretaceous sediments is up to 530 m.

Indolskyi structural-facial area covers the territory of deflection of the same name of the Scythian plate. Cretaceous deposits of the area has not been explored by drilling. Within this area the Cretaceous deposits are distributed continuously and are represented by the formations of the lower and upper sections. They lie with erosion on the formations of the Jurassic (?) system and are overlapped with a break by Paleogene formations. Lower section is probably represented by normal-marine terrigenous-clayey sediments of the Aptian (?) and Albian stages, the upper section is represented by terrigenous-clayey sediments of the Cenomanian stage and by carbonate formations of the Turonian, Coniacian, Santonian, Campanian and Maastrichtian stages.

The thickness of the Lower Cretaceous sediments is up to 500 m (?) and the thickness of the Upper Cretaceous sediments is up to 1500 m (?).

The result of the research is a stratigraphic scheme (Figure).

Summary

On the basis of the results of regional seismic surveys considering all available geological and geophysical data and results of drilling wells a stratigraphic dissection of Cretaceous sediments and their layered correlation was carried out within the water areas of research and adjacent land.

According to the geological structure of Cretaceous sediments within the Ukrainian sector of the Black and Azov Seas waters nine structural-facial areas were identified: six on the north-western shelf of the Black Sea (Krylovskyi, Hubkinsko-Kiliisko-Zmiinyi, of Pivdennoukrainska mono-

Середньоазовський та Індольський) у межах українського сектора Азовського моря.

Створено та запропоновано до розгляду регіональну стратиграфічну схему крейдових відкладів української частини акваторій Чорного та Азовського морів, що доцільно застосувати як основу для подальших геологорозвідувальних робіт на нафту та газ.

cline, Karkinitzkyi, of Kraiovyi ledge and Kalamitskyi) and three (Pivnichnoazovskiyi, Serednioazovskiyi and Indolskyi) within the Ukrainian sector of the Sea of Azov.

A regional stratigraphic scheme of Cretaceous sediments if the Ukrainian part of the Black Sea and Sea of Azov waters was created and offered for consideration that should be reasonably used as a basis for further exploration for oil and gas.

Список літератури\References

1. **Астахова Т.В.** Геология шельфа УССР. Стратиграфия (шельф и побережья Чёрного моря / Т.В. Астахова, С.В. Горак, Е.Я. Краева [и др.]. – К.: Наук. думка, 1984. – 184 с.
2. **Гожик П.Ф.** Нафтогазоперспективні об'єкти України. Наукові і практичні основи пошуків родовищ вуглеводнів у північно-західному шельфі Чорного моря / Гожик П.Ф. [та ін.]. – К.: ЕКМО, 2007. – 232 с.
3. **Гожик П.Ф.** Нафтогазоперспективні об'єкти України. Теоретичне і практичне обґрунтування пошуків нафти і газу в акваторіях України / Гожик П.Ф. [та ін.]. – К.: ЕКМО, 2010. – 200 с.
4. **Гожик П.Ф.** Стратиграфія мезокайнозойських відкладів північно-західного шельфу Чорного моря / П.Ф. Гожик, Н.В. Маслун, Л.Ф. Плотнікова, М.М. Іванік [та ін.]. – К.: Логос, 2006. – 171 с.
5. **Гожик П.Ф.** Геолого-структурно-термоатмогеохімічне обґрунтування нафтогазоносності Азово-Чорноморської акваторії / П.Ф. Гожик, І.Д. Багрій, З.Я. Войцицький [та ін.]. – К.: Логос, 2010. – 419 с.
6. **Гордиевич В.А.** Новые данные о геологическом строении шельфа Чорного моря по результатам бурения скважины на Ильичевской структуре / В.А. Гордиевич // Тектоніка і стратиграфія. – 1984. – Вип. 25. – С. 60–65.
7. **Іщенко І.І.** Літолого-петрографічні особливості крейдових карбонатних колекторів північно-західного шельфу Чорного моря / І.І. Іщенко, Л.М. Якушин. – Гурзуф, 2007. – С. 137–139.
8. **Іщенко І.І.** Встановлення переривів в осадконакопиченні у крейдових розрізах свердловин північно-західного шельфу Чорного моря / І.І. Іщенко, Л.М. Якушин, Л.Ф. Плотнікова // Тектоніка і стратиграфія. – 2007. – Вип. 35. – С. 113–124.
9. **Плотникова Л.Ф.** К стратиграфии меловых отложений северо-западного шельфа Чёрного моря / Л.Ф. Плотникова // Биостратиграфические и палеоэкологические аспекты событийной стратиграфии. – К., 2000. – С. 32–33.
10. **Плотникова Л.Ф.** Новые данные по стратиграфии меловых отложений Украинского шельфа / Л.Ф. Плотникова, Л.Н. Якушин // Еволюція органічного світу як підґрунтя для вирішення проблем стратиграфії. – К., 2002. – С. 62–64.
11. **Плотникова Л.Ф.** О возрасте стратотипических разрезов каменнобродской свиты и причепиловских слоёв Северного Донбасса / Л.Ф. Плотникова, Л.Н. Якушин // Палеонтологічне обґрунтування стратонів фанерозою України. – К., 2001. – С. 47–49.
12. **Плотникова Л.Ф.** Детальна стратифікація нижньокрейдівих відкладів північно-західного шельфу Чорного моря / Л.Ф. Плотнікова, Л.М. Якушин, І.І. Іщенко // Біостратиграфічні критерії розчленування та кореляції відкладів фанерозою України. – К., 2005. – С. 75–80.
13. **Плотникова Л.Ф.** До питання про палеогеографічні умови формування осадових комплексів північно-західного шельфу Чорного моря у пізньокрейдівий час / Л.Ф. Плотнікова, Л.М. Якушин, І.І. Іщенко // Вісн. Львів. нац. ун-ту ім. Івана Франка. – 2006. – Вип. 20. – С. 43–54. – (Серія Геологія).
14. **Плотникова Л.Ф.** Нові дані про стратиграфію нижньокрейдівих відкладів північно-західного шельфу Чорного моря / Л.Ф. Плотнікова, Л.М. Якушин, І.І. Іщенко // Тектоніка і стратиграфія. – 2005. – Вип. 34. – С. 93–99.
15. **Плотникова Л.Ф.** Нові дані про стратиграфію сеноманських відкладів північно-західного шельфу Чорного моря / Л.Ф. Плотнікова, Л.М. Якушин, І.І. Іщенко // Сучасні напрямки української геологічної науки. – К., 2005. – С. 249–255.
16. **Плотникова Л.Ф.** Особливості розвитку Причорномор'я в пізньокрейдіву епоху / Л.Ф. Плотнікова // Тектоніка і стратиграфія. – 1972. – Вип. 2. – С. 71–81.
17. **Плотникова Л.Ф.** Стратиграфія крейдово-палеоценових відкладів та особливості геологічного розвитку західної частини північно-західного шельфу Чорного моря / Л.Ф. Плотнікова // Геол. журн. – 2003. – № 2. – С. 27–39.
18. **Сеньковський Ю.М.** Геологічна палеоокеанографія океану Тетис (Карпат-Чорноморський сегмент) / Ю.М. Сеньковський, К.Г. Григорчук, В.П. Гнідець, Ю.В. Колтун. – К.: Наук. думка, 2004. – 171 с.
19. **Сеньковський Ю.М.** Палеоокеанографія Карпатського мелового апвелінга / Ю.М. Сеньковський // Геол. журн. – 1978. – Т. 38, № 6. – С. 54–64.
20. **Стратиграфічний кодекс України.** – К., 1997. – 39 с.
21. **Шнюков Е.Ф.** Геология шельфа УССР. Литология / Е.Ф. Шнюков, В.И. Мельник, Ю.И. Иноземцев. – К.: Наук. думка, 1985. – 189 с.
22. **Шумник А.В.** Біостратиграфія верхньокрейдівих відкладів північно-західного шельфу Чорного моря і кримського континентального схилу за нанофосіліями / А.В. Шумник // Геологічний журнал. – 2001. – № 3. – С. 96–105.
23. **Шумник А.В.** Вапняковий нанопланктон верхньої крейди Південної України: автореф. дис. на здобуття наук. ступеня канд. геол. наук: спец. 04.00.09 «Палеонтологія та стратиграфія» / А.В. Шумник. – К., 2002. – 19 с.
24. **Шумник А.В.** Розчленування верхньокрейдівих відкладів Східного Приазов'я за вапняковим нанопланктоном / А.В. Шумник // Еволюція органічного світу як підґрунтя для вирішення проблем стратиграфії. – К., 2002. – С. 58–62.



© В.П. Нагорний

д-р техн. наук

І.І. Денисюк

канд. техн. наук

ІГФНАН України

Т.А. Швейкіна

УкрНДІгаз

Розподіл енергії імпульсної дії у привибійній зоні пласта за частотами

УДК 532.595

Із використанням теорії спектрів розроблено аналітичні залежності, що допомагають проводити розрахунки частотного розподілу енергії імпульсного навантаження на масив у привибійній зоні пласта.

Ключові слова: енергія, імпульс, пласт, спектр, частота.

С использованием теории спектров разработаны аналитические зависимости, позволяющие производить расчеты частотного распределения энергии импульсного нагружения на массив в призабойной зоне пласта.

Ключевые слова: энергия, импульс, пласт, спектр, частота.

The analytical relations are developed using the theory of spectra, which allows us to calculate the frequency distribution of impulse load energy in bottomhole zone.

Key words: energy, impulse, layer, spectrum, frequency.

Під час проведення імпульсної обробки масиву у привибійній зоні пласта з метою створення штучної тріщинуватості та поліпшення фільтраційних властивостей порідко-лекторів важливе значення має режим навантаження, а саме розподіл енергії навантаження по діапазонах частот. Для розширення області імпульсного оброблення масиву необхідно формувати такі навантаження, щоб основна частина енергії була зосереджена в низькому діапазоні частот, тому що такі частоти зі збільшенням відстані від джерела збурення згасують меншою мірою порівняно з високими частотами [1].

Для вибору найбільш оптимального режиму імпульсного навантаження на масив дослідимо розподіл енергії по різних діапазонах частот у процесі розповсюдження імпульсного збурення по гірському масиву.

Нехай імпульсна дія, що генерується в процесі підривання вибухової речовини, описується функцією:

$$\sigma(t) = \sigma_m f(t). \quad (1)$$

Згідно з роботою [2], спектральна щільність вибухової дії (1) визначається за формулою:

$$S(\omega) = |S(j\omega)|,$$

де $S(j\omega) = \sigma_m \int_0^{\infty} f(t) \exp(-j\omega t) dt$; $j = \sqrt{-1}$ – уявна одиниця.

Енергію вибухової дії, що описується залежністю (1), представимо у вигляді [2]:

$$W(\omega) = \pi^{-1} \int_0^{\infty} S^2(\omega) d\omega. \quad (2)$$

Доля енергії вибухової дії n , що припадає на певний інтервал частот $\omega_1 \dots \omega_2$, визначається як відношення визначених інтегралів:

$$n = \int_{\omega_1}^{\omega_2} S^2(\omega) d\omega / \int_0^{\infty} S^2(\omega) d\omega.$$

Розподіл енергії імпульсної дії по різних діапазонах частот розглянемо на прикладі, коли дія задається згідно з виразом

$$\sigma(t) = \sigma_m \exp(-t/\theta), \quad (3)$$

де θ – параметр часу, який залежить від фізико-механічних властивостей гірської породи, с.

Із урахуванням виразу (3) знайдемо спектральну щільність:

$$\begin{aligned} S(j\omega) &= \sigma_m \int_0^{\infty} \exp(-t/\theta) \exp(-j\omega t) dt = \sigma_m \int_0^{\infty} \exp(-(1/\theta + j\omega) t) dt = \\ &= \sigma_m \frac{\exp(-(1/\theta + j\omega) t)}{-(1/\theta + j\omega)} \Big|_0^{\infty} = \frac{\sigma_m}{1/\theta + j\omega}; \end{aligned}$$

$$S(\omega) = |S(j\omega)| = \frac{\sigma_m}{(1/\theta^2 + \omega^2)^{1/2}}.$$

Відповідно до виразу (2) енергію імпульсної дії (3) представимо у вигляді:

$$W(\omega) = \frac{1}{\pi} \int_0^{\infty} \frac{\sigma_m^2}{1/\theta^2 + \omega^2} d\omega.$$

Долю енергії, що припадає на певний діапазон частот, визначають із виразу:

$$n = \int_{\omega_1}^{\omega_2} \frac{d\omega}{1/\theta^2 + \omega^2} / \int_0^{\infty} \frac{d\omega}{1/\theta^2 + \omega^2} = \frac{2}{\pi} (\arctg \theta \omega_2 - \arctg \theta \omega_1). \quad (4)$$

Параметр часу θ у міру розповсюдження імпульсної дії від джерела вибуху визначають із залежності [3]:

$$\theta = B \left(\frac{r}{r_3} \right)^u \rho c, \text{ с,}$$

де ρ – щільність гірської породи; c – швидкість розповсю-

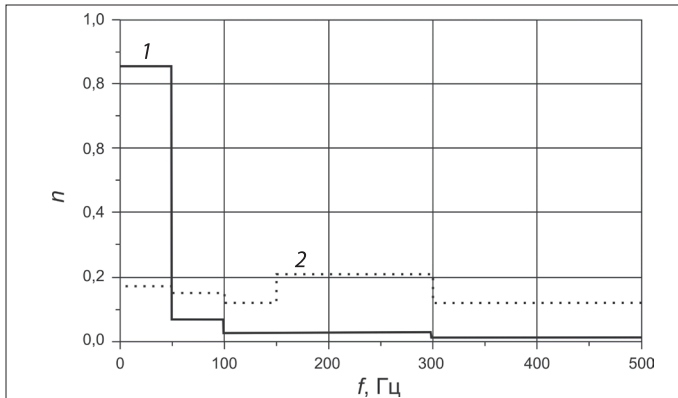


Рис. 1. Розподіл доли n енергії імпульсної дії залежно від частоти f на відстані: 1 – $r = 50r_3$; 2 – $r = 10r_3$

дження повздовжніх хвиль; B , μ – параметри, що залежать від типу гірської породи.

Для прикладу: для вапняку ($\rho = 2390 \text{ кг/м}^3$; $c = 3880 \text{ м/с}$) значення параметра θ на різних відстанях від джерела вибуху приведено в табл. 1.

Таблиця 1

Значення θ на різних відстанях від джерела вибуху

r/r_3	1	10	20	30	40	50
$\theta, \text{с}$	$0,62 \cdot 10^{-3}$	$0,88 \cdot 10^{-3}$	$4,4 \cdot 10^{-3}$	$7,04 \cdot 10^{-3}$	$10,6 \cdot 10^{-3}$	$13,64 \cdot 10^{-3}$

де r/r_3 – відносна відстань від джерела вибуху; r_3 – радіус заряду.

Результати розрахунків частотного розподілу доли n енергії вибухового навантаження на різних відстанях від джерела вибуху за формулою (4) із урахуванням даних табл. 1 зведено в табл. 2.

Таблиця 2

Частотний розподіл доли n енергії вибухового навантаження на різних відстанях від джерела вибуху

Відносна відстань r/r_3 від джерела навантаження	Доля n енергії в діапазоні частот, Гц				
	0–50	50–100	100–150	150–300	300–500
1	0,120	0,114	0,100	0,210	0,150
10	0,170	0,150	0,120	0,210	0,120
20	0,600	0,180	0,070	0,074	0,030
40	0,813	0,091	0,031	0,032	0,013
50	0,850	0,070	0,025	0,025	0,010

За даними табл. 2 побудовано графіки розподілу доли n енергії імпульсної дії залежно від частоти f (рис. 1) і параметра часу θ (рис. 2).

Графіки рис. 2 показують, що для кожного із діапазонів частот існує оптимальне значення параметра $\theta_{\text{опт}}$, при якому n досягає максимального значення, тобто вихід енергії вибухової дії максимальний. Визначимо його аналітично. Для цього знаходимо похідну виразу (4) за параметром θ і прирівнюємо її до нуля:

$$\frac{\omega_2}{1 + (\theta\omega_2)^2} - \frac{\omega_1}{1 + (\theta\omega_1)^2} = 0. \quad (5)$$

Із співвідношення (5) знаходимо

$$\theta_{\text{опт}} = \frac{1}{(\omega_1\omega_2)^{1/2}} = \frac{1}{2\pi(f_1f_2)^{1/2}}. \quad (6)$$

Із виразу (6) знаходимо значення $\theta_{\text{опт}}$ для різних діапазонів частот (табл. 3).

Таблиця 3

Значення $\theta_{\text{опт}}$ для різних діапазонів частот

$f_1 \dots f_2, \text{Гц}$	1...20	20...50	50...100	100...150
$\theta_{\text{опт}}, \text{с}$	$3,56 \cdot 10^{-3}$	$5,03 \cdot 10^{-3}$	$2,25 \cdot 10^{-3}$	$1,3 \cdot 10^{-3}$

Отже, тривалість вибухового навантаження, що характеризується параметром θ , суттєво впливає на частотний розподіл енергії вибухової дії на гірський масив (див. рис. 2). Цей параметр змінюється залежно від відстані до джерела вибуху. На малих відстанях від джерела вибуху (1...10) r_3 у спектрі присутні більш високі частоти (до 500 Гц). На більших відстанях (40...50) r_3 , основна енергія вибуху зосереджена на частотах у діапазоні (0...50) Гц (див. рис. 1).

Розглянемо більш складний вид вибухового навантаження. У роботі [4] представлено математичну модель вибухового імпульсу, що діє на стінки порожнини і описується функцією вигляду:

$$\sigma(t) = \sigma_m k_1 (\exp(-\alpha t/t_r) - \exp(-m\alpha t/t_r)), \quad (7)$$

де t_r – час наростання радіальної компоненти імпульсу σ_r до максимального значення σ_m ; $k_1 = [\exp(-\alpha) - \exp(m\alpha)]^{-1}$; $\alpha = \ln m(m-1)^{-1}$, $m > 1$; m – параметр, що регулює тривалість імпульсу.

Використавши приведений вище алгоритм розрахунку, одержимо залежність для визначення доли n енергії під час вибухового навантаження вигляду (7):

$$n = \frac{2}{\pi} \frac{m}{m-1} \left[\left(\arctg \frac{\omega_2 t_r}{\alpha} - \arctg \frac{\omega_1 t_r}{\alpha} \right) - \frac{1}{m} \left(\arctg \frac{\omega_2 t_r}{m\alpha} - \arctg \frac{\omega_1 t_r}{m\alpha} \right) \right]. \quad (8)$$

У роботі [5] приведено залежність для визначення параметра t_r для різних гірських порід:

$$t_r = aQ^{1/3} + br, \quad (9)$$

де a , b – експериментальні коефіцієнти, що залежать від типу гірської породи; Q – маса заряду ВР, кг; r – відстань

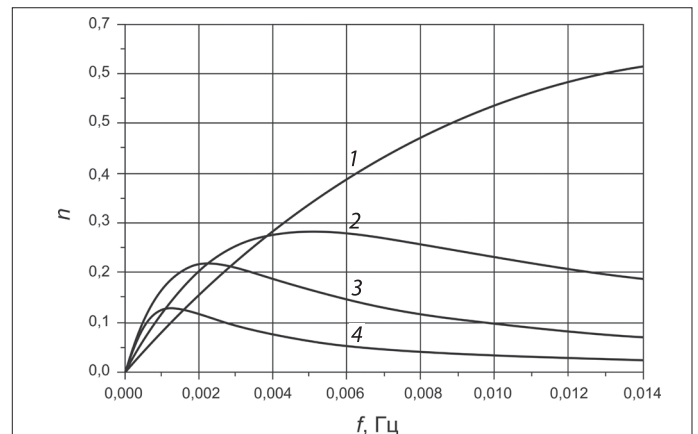


Рис. 2. Розподіл доли n енергії імпульсної дії залежно від параметра часу θ у діапазоні частот: 1 – 1...20 Гц, 2 – 20...50 Гц, 3 – 50...100 Гц, 4 – 100...150 Гц відповідно

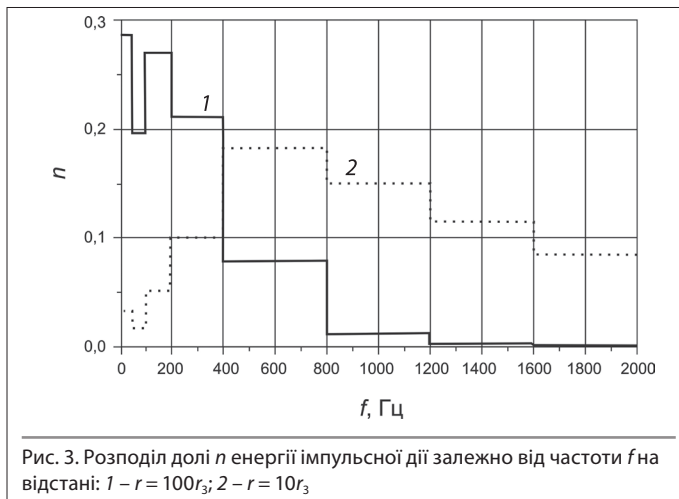


Рис. 3. Розподіл долі n енергії імпульсної дії залежно від частоти f на відстані: 1 – $r = 100r_3$; 2 – $r = 10r_3$

від джерела навантаження, м.

Залежність (9) із використанням значень коефіцієнтів a і b , згідно з [5], має вигляд:

для вапняку $t_r = 0,8 \cdot 10^{-5} Q^{1/3} + 0,0973 \cdot 10^{-3} r$;

для мармуру $t_r = 1,0 \cdot 10^{-5} Q^{1/3} + 0,5084 \cdot 10^{-3} r$;

для граніту $t_r = 0,5 \cdot 10^{-5} Q^{1/3} + 0,0483 \cdot 10^{-3} r$.

Із використанням залежності (8) побудовано табл. 4, де приведено розрахункові дані частотного розподілу n енергії вибухового навантаження вигляду (7) у вапняку на відстанях $10r_3$ і $100r_3$ при $m=2$ і $Q=1,0$ кг ($r_3=0,054$ м).

Таблиця 4

Частотний розподіл долі n енергії вибухового навантаження у вапняку на різних відстанях від джерела вибуху

r/r_3 , м	Доля n енергії у діапазоні частот, Гц							
	0...50	50... 100	100... 200	200... 400	400... 800	800... 1200	1200... 1600	1600... 1800
10	0,033	0,018	0,052	0,101	0,183	0,149	0,115	0,085
100	0,285	0,196	0,270	0,210	0,078	0,012	0,003	0,001

За даними табл. 4 побудовано графіки розподілу долі n енергії імпульсної дії залежно від частоти f (рис. 3).

Висновок

Одержані аналітичні залежності (4) і (8) дають змогу прогнозувати частотний розподіл енергії вибухової дії, що допомагає активно керувати процесом імпульсного наван-

таження з метою створення штучної тріщинуватості і поліпшення фільтраційних властивостей порід-колекторів у привибійній зоні пласта.

Список літератури

1. Друкований М.Ф. Действие взрыва в горных породах / М.Ф. Друкований, В.М. Комир, В.М. Кузнецов. – К.: Наук. думка, 1973. – 184 с.
2. Харкевич А.А. Спектры и анализ / А.А. Харкевич. – М.: Физматгиз, 1962. – 236 с.
3. Оксанич И.Ф. Закономерности дробления горных пород взрывом и прогнозирование гранулометрического состава / И.Ф. Оксанич, П.С. Миронов. – М.: Недра, 1982. – 165 с.
4. Ефремов Э.И. Основы теории и методы взрывного дробления горных пород / Э.И. Ефремов, В.С. Кравцов, Н.И. Мячина [и др.]. – К.: Наук. думка, 1979. – 224 с.
5. Михалюк А.В. Торпедирование и импульсный гидроразрыв пластов / А.В. Михалюк. – К.: Наук. думка, 1986. – 208 с.

Автори статті



Нагорний Володимир Петрович

Доктор технічних наук, професор, завідувачий відділом Інституту геофізики ім. С.І. Субботіна НАН України. Освіта за фахом – механік. Основний напрям наукових досліджень – розробка нафтових та газових родовищ, трубопровідний транспорт, нафтогазосховища.

Денисюк Іван Іванович

Кандидат технічних наук, старший науковий співробітник Інституту геофізики ім. С.І. Субботіна НАН України. Освіта за фахом – механік. Основний напрям наукових досліджень – імпульсні методи підвищення дебіту видобувних свердловин.



Швейкіна

Тетяна Адамівна

Науковий співробітник Українського науково-дослідного інституту природних газів. За фахом – хімік. Основний напрям діяльності – хімічна обробка продуктивного пласта.



© А.В. Андрієвський
А.А. Ганжа
П.М. Хомик
Національна акціонерна
компанія «Нафтогаз
України»

Стандартизації нафтогазової галузі України – 15 років

УДК 389.6

Стаття присвячена питанням становлення, функціонування та подальшого удосконалення системи стандартизації нафтогазової галузі України.

Ключові слова: система стандартизації, стандартизація в нафтогазовій галузі, критерії якості робіт зі стандартизації, організація стандартизації, актуалізація та гармонізація стандартів.

Статья посвящена вопросам становления, функционирования и дальнейшего совершенствования системы стандартизации нефтегазовой отрасли Украины.

Ключевые слова: система стандартизации, стандартизация в нефтегазовой отрасли, критерии качества работ по стандартизации, организация стандартизации, актуализация и гармонизация стандартов.

The article deals with the formation, operation and further development of the oil and gas industry standardization system of Ukraine.

Key words: system of standardization, standardization in the oil and gas industry, quality criteria for standardization, organization for standardization, actualization and harmonization of standards.

Поштовхом для початку системного і комплексного виконання робіт у сфері стандартизації у вітчизняній нафтогазовій галузі послужило створення у 1998 році Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України» (Компанія), яка об'єднала у своїй структурі основні підприємства нафтової і газової галузей країни.

Із урахуванням напрямів перспективного розвитку Компанії на початку 1999 року було розпочато реалізацію **комплексу заходів із організації робіт зі стандартизації, зокрема таких, як:**

- визначення головного органу зі стандартизації Компанії;
- розроблення положень про базові служби стандартизації Компанії;
- визначення вимог нормативно-правових актів і національних стандартів щодо робіт зі стандартизації, які Компанія та її підприємства правомірно здійснювати;
- визначення стану робіт із стандартизації в структурних підрозділах і на підприємствах Компанії;
- здійснення обліку нормативно-правових актів і нормативних документів (НПД) нафтогазової галузі за основними напрямками Компанії, визначеними її Статутом;
- ведення Єдиного реєстру вперше розроблених нормативних документів (НД) Компанії, зокрема: стандартів організації (СОУ) і технічних умов (ТУ) з наданням їм відповідних позначень згідно з ДСТУ 1.0:2003;
- організація створення та ведення автоматизованої бази нормативно-правових та нормативних документів з інформаційно-пошуковою системою;
- визначення порядку регулярного інформування структурних підрозділів Компанії про нові НПД нафтогазової галузі;
- участь представників Компанії та її підприємств у роботі Технічних комітетів зі стандартизації (ТК), профілі діяльності яких стосуються нафтогазової галузі.

Водночас було встановлено **критерії**, за якими потрібно

оцінювати ефективність та якість робіт у сфері стандартизації, а саме:

- обов'язковість підтвердження актуальності об'єкта стандартизації, стосовно якого планується виконання науково-дослідної роботи, що закінчується розробленням НД (НДР-НД);
- наявність науково-технічних обґрунтувань щодо доцільності розроблення нових національних стандартів для нафтогазової галузі шляхом гармонізації міжнародних чи регіональних (європейських) стандартів;
- обов'язковість дотримання вимог національних стандартів щодо структури проектів нових НД залежно від об'єкта стандартизації; а також наявність елементів уніфікації та/або типізації параметрів/характеристик продукції, елементів технологічних процесів або послуг, методів вимірювання чи випробування;
- недопущення дублювання робіт із розроблення нових НД шляхом перевірки їх назв і змісту на наявність аналогічних НД національного, відомчого (галузевого) та місцевого рівнів із використанням автоматизованої бази НПД нафтогазової галузі;
- підтвердження запровадження у виробничій діяльності структурних підрозділів Компанії та її підприємств нових НД після їх затвердження (прийняття).

На основі опрацювання чинних в Україні НПД зі стандартизації та реалізації вищезазначених заходів Компанією за п'ять років, починаючи з 1999 року, створено Систему стандартизації нафтогазової галузі (Систему СНГГ), яка забезпечила своєчасне і якісне виконання робіт і вимог щодо організації робіт зі стандартизації, визначених Законом України «Про стандартизацію» [1], стандартами національної системи стандартизації та наказом Міністерства палива та енергетики України щодо необхідності створення на підприємствах та в установах паливно-енергетичного комплексу служб зі стандартизації та затвердження планів перегляду і розроблення нових НД на заміну галузевих НД колишнього СРСР.

Ураховуючи суттєві зміни у нормативно-правових документах і національних стандартах, які стосувалися робіт у сфері стандартизації, головним органом зі стандартизації Компанії було вжито таких **заходів**.

1. Визначено підприємства та організації Компанії, здатні кваліфіковано виконувати роботи зі стандартизації за основними стратегічно важливими виробничими напрямками діяльності Компанії, на які було покладено обов'язки базових організацій зі стандартизації Компанії (БОС), а саме: НДПІ-АСУтрансгаз (філія ДК «Укртрансгаз»); Нормативно-аналітичний центр (філія ДК «Укртрансгаз»), Науково-виробничий центр технічної діагностики «ТЕХДІАГАЗ» (філія ДК «Укртрансгаз») та Дочірнє підприємство «Науково-дослідний інститут нафтогазової промисловості» (ДП «Науканафтогаз»).

Водночас було організовано три галузеві ТК, відповідальні за розроблення національних стандартів, у т.ч. шляхом гармонізації міжнародних чи європейських стандартів, за об'єктами стандартизації нафтогазової галузі, зокрема: ТК 133 «Газ природний», ТК 138 «НАФТОГАЗнормування» та ТК 146 «Матеріали, обладнання, технології і споруди для нафтогазової промисловості». До складу вищезазначених ТК увійшли галузеві науково-дослідні та проектно-конструкторські організації, які отримали статус підкомітетів у відповідних ТК, а саме: ВАТ «Український нафтогазовий інститут», ВАТ «Інститут транспорту нафти», Український науково-дослідний інститут природних газів (УкрНДІгаз), Науково-дослідний проектно-конструкторський інститут автоматизованих систем управління транспортом газу (НДПІ-АСУтрансгаз), Центральна науково-дослідна лабораторія

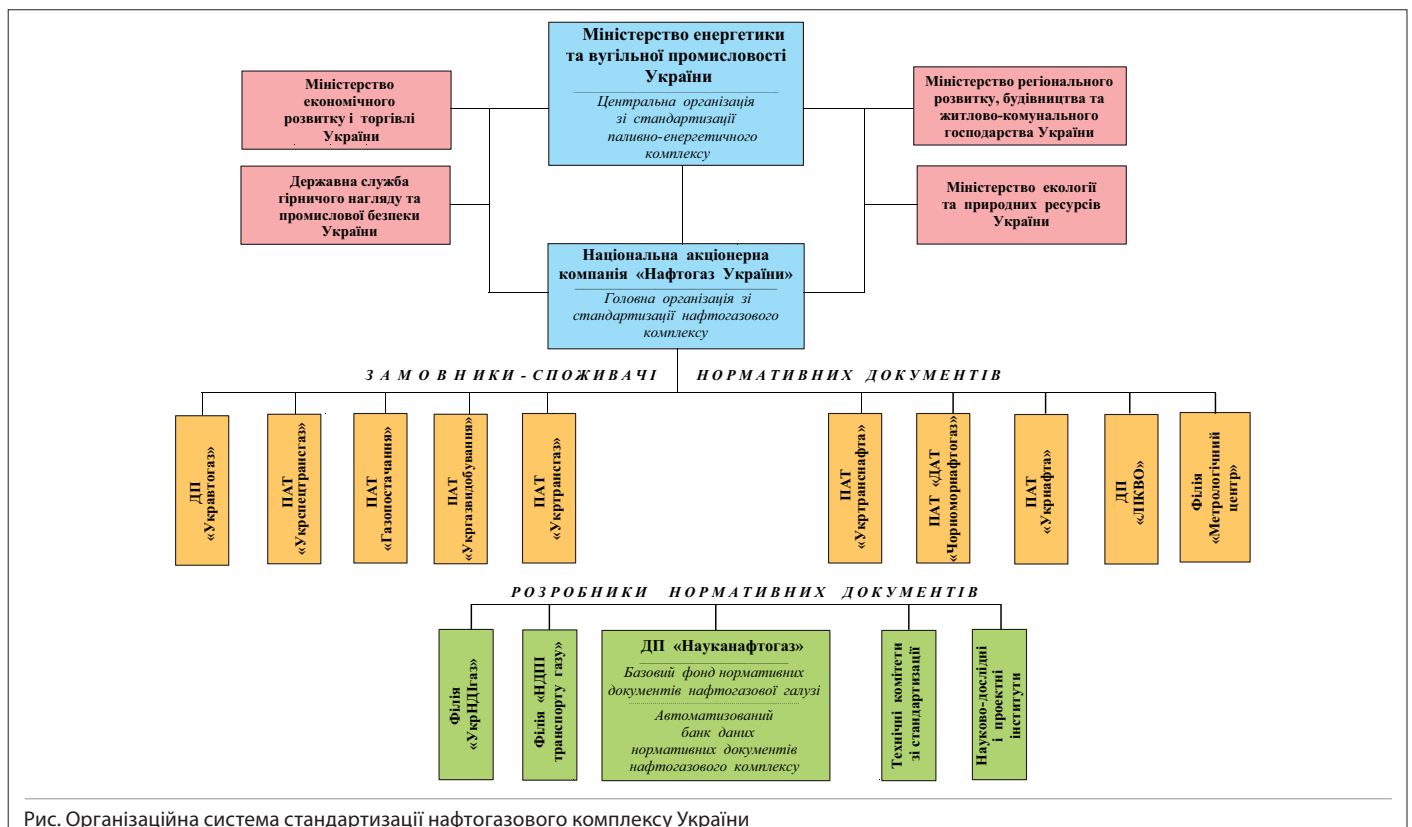
ВАТ «Укрнафта» (ЦНДЛ), Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, ТОВ «Науково-виробнича фірма «ЗОНД», Інститут «НІПШельф», ДНТП «Бурова техніка», ВАТ «УЦЕБОПнафтогаз».

Окрім вищезазначених ТК, у системі нафтогазової промисловості на базі ДП «НДІННП «МАСМА» вже функціонував ТК 38 «Стандартизація продуктів нафтопереробки і нафтохімії», який спеціалізувався на об'єкті стандартизації «нафта», яка в нафтогазовій галузі видобувається, зберігається і транспортується.

2. Розроблено «Перспективний план перегляду галузевих стандартів, технічних умов і прирівняних до них інших нормативних документів колишнього СРСР та розроблення нових галузевих технічних регламентів і нормативних документів, будівельних норм і нормативних актів з охорони довкілля, праці і пожежної безпеки, що використовуються в нафтогазовій галузі, на період 2003–2007 років» та «Положення про Комплексний галузевий план науково-дослідних та дослідно-конструкторських робіт (НДДКР) Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України», яке сприяло реалізації вищезазначеного Перспективного плану.

Роботи з розроблення НД стали одним із розділів Комплексного плану НДДКР Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України», дочірніх підприємств і компаній та господарських товариств, у статутному (складеному) капіталі яких Компанії належать пакети акцій або частки, паї.

Отже, головний орган зі стандартизації Компанії організаційно забезпечив постійне, щорічне виконання робіт із роз-



роблення НД нафтогазової галузі та регулярне переглядання через 5 років їх використання.

Результати функціонування Системи СНГГ за період 1999–2014 рр. такі: всього розроблено 1049 галузевих нормативно-правових документів, з яких за кошти Компанії – 175, підприємств нафтогазової галузі – 874. Загалом серед розроблених НПД маємо 15 національних стандартів, затверджених Держспоживстандартом або Мінекономрозвитку, 22 нормативні акти, 56 стандартів і відомчих будівельних норм, затверджених Міненергугілля (Мінпаливенерго), та 82 НД, затверджених наказами Компанії. Серед підприємств галузі найбільше НД розроблено на замовлення ПАТ «Укргазвидобування» (294), ПАТ «Укрнафта» (246) та ПАТ «Укртрансгаз» (225).

Запроваджуючи з 1999 року в нафтогазовій галузі форми та методи організації робіт зі стандартизації, визначені нормативно-правовими актами і національними стандартами зі стандартизації в Україні, головний орган зі стандартизації Компанії досяг відповідних позитивних результатів завдяки тому, що:

- служби зі стандартизації Компанії, підприємств та організацій нафтогазової галузі були укомплектовані фахівцями з вищою технічною освітою, які свій рівень знань у сфері стандартизації періодично підвищували на курсах і семінарах, що організовував Держспоживстандарт;

- до робіт із розроблення нових чи переглядання існуючих НД нафтогазової галузі залучали спеціалізовані ТК та БОС;

- головний орган зі стандартизації Компанії разом із ТК 133, ТК 138 і ТК 146 регулярно проводив галузеві семінари щодо вирішення проблемних питань зі стандартизації, рекомендації яких доводив до всіх підприємств нафтогазової галузі.

Водночас підтвердженням актуальності та правомірності проведення робіт зі стандартизації в нафтогазовій галузі стало прийняття 2007 року «Положення про службу стандартизації Міністерства палива та енергетики України», яким було визначено структуру служби стандартизації Мінпаливенерго, до якої входили:

- центральна організація стандартизації Мінпаливенерго;
- головні організації зі стандартизації;
- базові організації стандартизації;
- служби стандартизації органів управління об'єднань підприємств, підприємств та організацій, які належать до сфери управління Мінпаливенерго та щодо яких міністерство здійснює управління корпоративними правами держави.

Одночасно, у квітні 2007 року, Мінпаливенерго затвердило Положення про головну організацію зі стандартизації в нафтогазовому комплексі, а виконання її функцій було покладено на Управління науково-технічної політики Компанії.

Таким чином у нафтогазовій галузі була створена та функціонує стійка **галузева система стандартизації, що являє собою сукупність суб'єктів стандартизації (ланок системи), які об'єднані єдиною метою, а саме: забезпечення відповідності об'єктів стандартизації своєму призначенню шляхом застосування визнаних правил, настанов і процедур (зв'язки системи) щодо усунення технічних бар'єрів у торгівлі та підвищення конкурентоспроможності вітчизняної продукції на міжнародному та регіональному ринках**. Її організаційну структуру показано на рисунку.

Успішне функціонування Системи СНГГ у реальних умовах діяльності Компанії полягає зокрема:

- у постійному моніторингу стану НД, які використовуються на об'єктах нафтогазового комплексу, і своєчасному розробленні та внесенні змін до них;

- у дотриманні єдиних вимог щодо технічних завдань на розроблення різних видів НПД та щодо структур НД під час їх розроблення з урахуванням об'єктів стандартизації;

- у необхідності постійного проведення термінологічної роботи під час розроблення чи переглядання НПД за участю фахівців служб стандартизації підприємств-замовників НДР-НД, а також організацій-виконавців НДР-НД, зокрема ТК та БОС;

- у дотриманні єдиної методики розрахунків трудомісткості робіт зі стандартизації згідно з Методикою визначення трудомісткості та вартості робіт із стандартизації та з використанням деяких даних, відображених у ДСТУ 4054-2001;

- у постійному розгляді на засіданнях секції з питань технічного регулювання та стандартизації Науково-технічної ради Компанії актуальних питань стосовно організації виконання робіт зі стандартизації в нафтогазовій галузі, а також пропозицій до Комплексного плану НДДКР Компанії щодо необхідності розроблення нових НПД або переглядання чинних НПД, звітів про НДР, що закінчуються розробленням проектів НПД перед їх затвердженням наказами ЦОВВ або Компанії;

- у регулярному доведенні до ланок Системи СНГГ інформації про нові НДП, які розроблені на замовлення установ, організацій та підприємств нафтогазової галузі, шляхом підготовки Головною організацією зі стандартизації в нафтогазовому комплексі Інформаційного бюлетеня про нові нормативно-правові акти і нормативні документи нафтогазової галузі та публікації його в науково-виробничому журналі «Нафтогазова галузь України»;

- у постійній актуалізації автоматизованої бази нормативно-правових та нормативних документів нафтогазової галузі;

- у функціонуванні комплексу бібліотечних фондів НД підприємств та організацій нафтогазової галузі.

Завдяки сформованій Системі СНГГ із чіткою організаційною структурою, надійним нормативно-правовим забезпеченням та кваліфікованим кадровим складом фахівців Компанія успішно брала участь в реалізації проекту Регіональної програми TACIS–INOGATE «Гармонізація технічних стандартів і практик у нафтогазовому секторі країн Східної Європи і Кавказу» у період 2008–2010 рр.

Головною організацією зі стандартизації в нафтогазовому комплексі у 2008 році було підготовлено і надано експертам проекту Регіональної програми TACIS–INOGATE пропозиції щодо гармонізації в Україні 119 міжнародних та європейських стандартів нафтогазового сектору, у т.ч. 9 стандартів стосовно термінології; 9 – із визначення параметрів нафти; 29 – із визначення параметрів газу природного; 36 – із вимірювання об'ємів та відповідних вимірювальних засобів; 11 – з експлуатування трубопроводів; 6 – із метрології; 10 – стосовно бурових розчинів та 9 стандартів щодо нафтогазовидобувного обладнання.

У рамках реалізації проекту Регіональної програми TACIS–INOGATE разом із експертами Азербайджану, Вірменії, Білорусі, Грузії та Молдови було здійснено науково-технічне опрацювання 39 проектів міждержавних стандартів (ГОСТ), гармонізованих із міжнародними або європейськими стандартами.

На нашу думку, потрібно продовжити роботи з розроблення проектів національних стандартів, гармонізованих із міжнародними або європейськими стандартами та стандартами інших країн, із використанням методів передруку і перекладу та залученням ТК і фахівців підприємств нафтогазової галузі. Це дасть можливість заощадити час і кошти на такі роботи.

Ураховуючи, що левова частка робіт зі стандартизації у 2014 році припадає на розроблення нових НПД для потреб нафтогазової галузі з урахуванням адаптації законодавства України до директив ЄС, а також шляхом гармонізації міжнародних та європейських стандартів, вважаємо за необхідне обов'язково регулярно перевіряти НД нафтогазової галузі – через 5 років від дня їх прийняття [2].

У нафтогазовій галузі зараз існує близько 2 600 НПД, які безпосередньо стосуються напрямів діяльності Компанії, визначених її Статутом. Зберігання інформації про них, а відповідно і текстів НПД, здійснюється з використанням автоматизованої документальної бази НПД корпоративного порталу Компанії, яка функціонує з 2006 року і має систему тематичного пошуку за такими груповими ознаками: керування підприємством; вуглеводнева сировина та продукція; виробничі об'єкти; виробничі процеси; виробничі послуги; тематика документа; вид документа; організація, що затвердила НПД. Кожна групова пошукова ознака має набір конкретних пошукових ознак, які складаються із ключових слів, що зустрічаються у назвах або у текстах НПД. Крім того, потрібний НПД можна шукати у вищезазначеній базі даних НПД за його конкретним позначенням. Керує базою даних НПД адміністратор, який відповідає за її релевантне наповнення і якісне присвоєння пошукових ознак кожному НПД, інформацію про який занесено до реєстраційної картки НПД бази даних НПД.

Автоматизована документальна база НПД корпоративного порталу Компанії – це сучасний інструмент, який дає змогу службам стандартизації Системи СНГГ будь-якого рівня сприяти основним виробничим підрозділам підприємств нафтогазової галузі в успішному виконанні виробничих завдань.

Висновки

Система СНГГ протягом 15 років забезпечує регулярне щорічне результативне виконання НДР-НД та уніфікацію процесів розроблення НПД, будь-якої категорії та виду.

Система СНГГ не допускає розроблення та прийняття інших НД, прив'язаних до стандартів, так званих «мутантів стандартів організації України» (маються на увазі нормативні документи з такими індексами позначення, як «РД», «РМ», «РДС», «МР» тощо, як це мало місце в колишньому СРСР).

Робота служб стандартизації підприємств-замовників НДР-НД відрізняється від роботи служб стандартизації організацій-виконавців НДР-НД асортиментом і змістом робіт і потребує відповідного нормативно-правового забезпечення.

Підприємства нафтогазової галузі, які мають у своєму складі спеціалізовані структурні підрозділи зі стандартизації, своєчасно забезпечують функціонування основних виробничих об'єктів чинними НПД, а також їх актуалізацію (перевіряння та переробляння).

Безперервне і кваліфіковане ведення та своєчасна актуалізація автоматизованих баз НПД, а також забезпечення повноти комплектування бібліотечних фондів НД підприємств та організацій нафтогазового комплексу позитивно впливає на якість виробництва кожного підприємства і конкурентоспроможність продукції, що випускається.

Список літератури

1. **Про стандартизацію:** Закон України. – Чинний від 17.05.2001 № 2408-III. – Режим доступу: <http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/2408-14>.
2. **Про стандартизацію** Закон України. – Чинний від 05.06.2014 № 1315-VII. – Режим доступу: <http://zakon1.rada.gov.ua/laws/show/1315-18>.

Автори статті



Андрієвський Анатолій Васильович

Заступник начальника управління науково-технічної політики Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України». Закінчив Київський державний університет імені Т.Г.Шевченка, за фахом – геолог-геофізик. Займається питаннями проведення єдиної технічної політики.

Ганжа Анатолій Андрійович

Заступник начальника відділу технічної політики та стандартизації Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України». Закінчив Київський політехнічний інститут, спеціальність – технологія машинобудування. Сфера виробничих інтересів: стандартизація та нормопроєктувальна техніка в нафтогазовій галузі.



Хомик Павло Миколайович

Начальник управління науково-технічної політики Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України». Закінчив Київський політехнічний інститут. Коло виробничих інтересів – науково-технічна діяльність.



Щиро вітаємо Ганжу Анатолія Андрійовича з ювілеєм! Бажаємо імениннику міцного здоров'я, сімейної злагоди, активного довголіття та високого врожаю здобутків на професійній ниві!

Колеги по роботі, друзі, редакція журналу

Нові трубопровідні системи у світі

Станом на початок 2014 р. у світі на різних стадіях будівництва знаходилося 175 тис. км трубопроводів, 118,9 тис. км із яких було на стадії планування і проектування та 56,5 тис. км – на етапі спорудження. Найбільше трубопроводів припадає на Північну Америку (53,6 тис. км), далі йдуть Азійсько-Тихоокеанський регіон – 51,0 тис. км, країни колишнього СРСР та Східної Європи – 28,2 тис. км, Африка – 15,7 тис. км, Близький Схід – 13,1 тис. км, Південна і Центральна Америка – 9,1 тис. км, Західна Європа і Європейський Союз – 4,8 тис. км.

Будівництво нових трубопроводів у Північній Америці пов'язано, головним чином, зі спорудженням нових газопроводів у США, обумовлених значним зростанням видобутку сланцевого газу, а також розширенням газотранспортних систем Мексики, в якій планується подавати імпортований газ зі США. Серед об'єктів Південної Америки можна виділити проекти морських трубопроводів у Бразилії – в районах Ріо-де-Жанейро і Сан-Паулу.

В Африці найбільш значущим є Транссахарський газопровід, який просувається Нігерійською національною нафтовою компанією та алжирською компанією Sonatrach. Згідно з проектом, газопровід бере свій початок у районі дельти ріки Нігер, перетне Республіку Нігер, а його кінцевим пунктом буде алжирський експортний термінал Бенісаф на березі Середземного моря. Трубопровід матиме довжину 4130 км, його продуктивність на початковому етапі становитиме 20 млрд м³ газу на рік. Вважається, що газопровід може стати до ладу до 2016 р.

В Азійсько-Тихоокеанському регіоні найбільші плани будівництва трубопроводів задекларовано в Китаї. Серед них – третя нитка системи газопроводів Захід–Схід. До цієї системи загальною протяжністю 7280 км входять, крім власне трубопроводів, три підземні газосховища і станція регазифікації зрідженого природного газу. Система перетинає 10 провінцій і транспортуватиме 30 млрд м³ газу на рік. Очікується, що роботи будуть завершені в 2015 р. Китайська національна нафтова компанія пропонує побудувати четверту і п'яту нитки згаданої системи газопроводів продуктивністю 45 млрд м³ газу на рік. У Китаї планується також реалізувати проект будівництва заводу з отримання газу з вугілля, що потребує спорудження 8,0 тис. км газопроводів. Реалізацію проекту заплановано на 2021 р. Нові трубопровідні системи будуть побудовані також в Індії, де, зокрема, передбачається побудувати три магістральні газопроводи загальною протяжністю 4,0 тис. км, а також в Індонезії та інших країнах.

В Австралії, як і в Папуа-Новій Гвінеї, проекти будівництва нових газопроводів пов'язані з розвитком систем зрідження газу. Тільки в австралійській провінції Квінсленд на стадії планування та реалізації знаходяться п'ять проектів спорудження заводів зі зрідження газу для подальшого його експорту.

Кілька країн Західної Європи, включаючи Велику Британію і Норвегію, планують зробити значні інвестиції в нові проекти та розвиток діючої інфраструктури галузі. Так, здійснюються роботи з реалізації другої черги розробки родовища Clair, що західніше Шетландських островів, зі спорудження об'єктів інфраструктури, пов'язаних із розробкою родовища Grieg і Johan Sverdrup на норвезькому морському шельфі, тощо. Пла-

нується побудувати низку трубопроводів на території Польщі, зокрема розширення чесько-польського інтерконектора та з'єднувальний газопровід між польськими і словацькими газопроводами. Останній матиме продуктивність до 5 млрд м³ газу на рік і дасть Польщі можливість отримувати газ із Південного газового коридору. ТЕО згаданих трубопроводів фінансується Єврокомісією.

На Близькому Сході основну увагу приділяють розширенню інфраструктури для збільшення експорту нафти і газу до Європи та Азійсько-Тихоокеанського регіону. Так, Іранська національна газова компанія працює над проектом дев'ятого Транс-іранського газопроводу з метою збільшення експорту газу до Туреччини і подачі його до Європи. Планується побудувати трубопровід «Дружба» завдовжки 1500 км для подачі 3,1 млрд м³ газу до Дамаска з іранського родовища Південний Парс, що в Перській затоці. Ведуться проектні роботи з будівництва нафтопроводу завдовжки 1680 км від м. Басра в Іраку до порту Акаба на березі Червоного моря з метою оминати Ормузьку протоку. На першій стадії нафтопроводом до порту Акаба експортуватиметься 160 тис. м³ нафти на добу, після розширення на експорт подаватиметься ще 200 тис. м³ на добу до сирійського середземноморського порту Баніас.

У регіоні СНД/Східна Європа основну увагу будуть приділяти питанням забезпечення зростаючих потреб країн Азійсько-Тихоокеанського регіону. Китайські та японські компанії виявляють бажання інвестувати в майбутні проекти СНД і Східної Європи для забезпечення поставок нафти і газу. Прикладом може бути спільний проект будівництва газопроводу завдовжки 1400 км із Сахаліну до японської префектури Ібаракі вартістю 5 млрд дол. США. ВАТ «Газпром» проводить роботи з підготовки до будівництва газопроводу «Південний потік» максимальною продуктивністю 63 млрд м³ на рік, хоча реалізація цього проекту у найближчій перспективі викликає сумніви. У Росії планується також розширювати потужності установок зі зрідження природного газу на Далекому Сході. Зараз РФ займає 4,5 % світового ринку ЗПГ, на якому домінує Катар. До 2020 р. Росія планує подвоїти свою частку на ринку, довівши експортні потужності ЗПГ до 35–40 млн т на рік. На проектній стадії знаходиться Трансадриатичний газопровід (TAP), яким транспортуватиметься газ з гігантського азербайджанського родовища Шах-Деніз до Європи. TAP буде з'єднаний із Трансанатолійським газопроводом (TANAP) біля турецько-грецького кордону, перетне Грецію та Албанію, Адриатичне море і вийде на берег у Південній Італії. Газопровід запроєктований таким чином, щоб із нього могли отримувати природний газ Болгарія, Албанія, Боснія та Герцеговина, Чорногорія і Хорватія. Планується, що перший газ із родовища Шах-Деніз буде подано до Європи у 2019 р. Основними акціонерами газопроводу TAP є BP (20 %), SOCAR (20 %), Fluxys (16 %), Total (10 %), E.ON (9 %) і Axpo (5 %).

З.П. Осінчук
канд. техн. наук

За матеріалами
Rita Tubb, P&GJ's 2014 worldwide construction report.
Pipeline & Gas Journal, January 2014, p. 36–44.

