

ISSN 2409-7500

Нафтогазова галузь України

5/2015

економіка



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

Oil & gas industry of Ukraine



Дорогі колеги!

Прийміть щирі вітання з нагоди нашого професійного свята – Дня працівників нафтової, газової та нафтопереробної промисловості України!

Сьогодні успішна робота нашої галузі є запорукою незалежності України, її стабільного соціально-економічного розвитку. За останній рік нам вдалося зробити систему енергозабезпечення країни значно сильнішою, прозорою та більш стійкою до зовнішніх викликів.

Але попереду ще дуже багато роботи та амбітних завдань, які ми з вами спільними зусиллями маємо вирішити. Це – інтеграція вітчизняної газотранспортної системи до загальноєвропейської, забезпечення лібералізації внутрішнього ринку газу, нарощування обсягів власного видобутку вуглеводнів тощо.

Я добре усвідомлюю, що завдання такого рівня можуть бути виконані лише завдяки безцінному кадровому потенціалу галузі -- робітникам, інженерам, управлінцям, службовцям та науковцям найвищої кваліфікації. Саме ваша відповідальність, високий професіоналізм та відданість своїй справі, шановні колеги, дають змогу країні впевнено дивитися у майбутнє.

Дозвольте побажати миру, щастя та благополуччя вам і вашим родинам!

*З повагою,
Голова правління
Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України»*

Андрій Коболєв

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
Кобольов А.В.

5/2015
(17) вересень-жовтень

Індекс 74332

Тираж 500 примірників

Адреса видавця
01601, Київ-1, вул. Богдана Хмельницького, 6
Телефони: (044) 586 3681, 586 3683
Факс: 594 7669
www.naftogaz.com/naftogaz_galuz
E-mail: journal@naftogaz.net

Адреса друкарні
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.
Свідчення 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 Ї Н И



NATIONAL JOINT-STOCK COMPANY
NAFTOGAZ
OF UKRAINE

Журнал внесено до переліку наукових фахових видань
України, в яких можуть публікуватися результати
дисертаційних робіт на здобуття наукових ступенів
доктора і кандидата наук у таких галузях:
технічні науки (наказ Міністерства освіти і науки
України № 41 від 17.01.2014)
геологічні науки (наказ Міністерства освіти і науки
України № 455 від 15.04.2014)
економічні науки (наказ Міністерства освіти і науки
України № 261 від 06.03.2015)

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

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

ЕКОНОМІКА ТА МЕНЕДЖМЕНТ

КУЧЕРЯВИЙ В.А., ЛИТВИН В.Л., ПІДЗИРАЙЛО О.М., СТОГНІЙ О.В.
Стан вітчизняного ринку моторних палив та правові шляхи його
вдосконалення.....3

ШИВЯКОВ О.С., СТОГНІЙ О.В., ГУНДА М.В., ВАСЕНЬОВА А.О.
Економічні механізми стимулювання розвитку газового ринку
України.....6

ПЕТРУНЧАК І.М., ГАНУЩАК О.М.
Організаційно-економічний механізм освоєння залишкових запасів
вуглеводнів нафтогазовидобувними підприємствами.....10

ГОРАЛЬ Л.Т., ЗАПУХЛЯК І.Б.
Сучасні підходи до управління витратами вітчизняних газо-
транспортних підприємств.....13

ВИТВИЦЬКИЙ Я.С.
Волатильність світових цін на нафту.....16

ГЕОЛОГІЯ НАФТИ І ГАЗУ

МАЄВСЬКИЙ Б.Й., ПАСЛАВСЬКИЙ О.С.
Вплив тріщинуватості порід-колекторів на особливості нафтови-
лучення і заводнення нафтових покладів Долинського родовища....21

ВИДОБУВАННЯ НАФТИ І ГАЗУ

КОНДРАТ О.Р., ГУТАК А.Д.
Енергоефективна модифікація установки низькотемпературної
сепарації газу.....26

КОВАЛЬ В.І., ДОРОШЕНКО О.С.
Гідродинамічний симулятор типу «Black oil».....31

ДОРОШЕНКО В.М., ДОРОШЕНКО С.В.
Розвиток методів обмеження припливу пластових вод у свердловину
в умовах пізньої стадії розробки родовища.....34

ДМИТРЕНКО В.І., ЗЕЗЕКАЛО І.Г.
Дослідження антигідратних властивостей високомінералізованих
пластових вод Західно-Радченківського газоконденсатного
родовища.....38

АВТОМАТИЗАЦІЯ ТА ІНФОРМАЦІЙНІ ТЕХНОЛОГІЇ

ПОНОМАРЬОВ Ю.В., ПРИТУЛА М.Г., ХИМКО О.М., ЧЕКУРІН В.Ф.
Автоматизація управління ГТС: стан та перспективи розвитку з
використанням MES.....40

НЕТРАДИЦІЙНІ ТЕХНОЛОГІЇ ТА ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ

ВАКАРЧУК С.Г.
Ресурсний потенціал нетрадиційних вуглеводнів ущільнених карбо-
натних порід турнейського ярусу ДДЗ.....46

Інформація.....9, 12, 15, 20, 25, 30, 37

ECONOMICS AND MANAGEMENT**KUCHERIAVYI V., LITVYN V., PIDZYRAILO O., STOHNII O.**

*State of domestic engine fuels market and legal means of its improvement.....*3

SHYVIAKOV O.S., STOHNII O.V., HUNDA M., VASENIOVA A.

*Mechanisms of economic incentives to development of gas market in Ukraine.....*6

PETRUNCHAK I., HANUSHCHAK O.

*Organizational and economic mechanism of remaining hydrocarbon reserves development by oil and gas producing enterprises.....*10

HORAL L., ZAPUKHLIAK I.

*Modern approaches to cost management in Ukrainian gas transmission enterprises.....*13

VYTVYTSKYI Ya.

*World oil prices volatility.....*16

OIL AND GAS GEOLOGY**MAIEVSKYI B., PASLAVSKYI O.**

*Influence of the reservoirs fracturing on specifics of oil recovery and watering of the Dolyna field oil deposits.....*21

OIL AND GAS PRODUCTION**KONDRAT O., HUTAK A.**

*Energy efficient modification of a low-temperature gas separation plant.....*26

KOVAL V., DOROSHENKO O.

*«Black oil»-type hydrodynamic simulant.....*31

DOROSHENKO V., DOROSHENKO S.

*Development of methods of the restriction of the formation waters inflow into well on the late stage of fields development.....*34

DMYTRENKO V., ZEZEKALO I.

*Study of antihydrate properties of high mineralized formation waters on West Radchenky gas and condensate field.....*38

AUTOMATION AND INFORMATION TECHNOLOGIES**PONOMARIOV Yu., PRYTULA M., KHYMKO O., CHEKURIN V.**

*Automation of the gas transportation system management. Status and development prospects with the use of MES.....*40

UNCONVENTIONAL TECHNOLOGIES AND ENERGY EFFICIENCY**VAKARCHUK S.**

*Resource potential of the non-conventional hydrocarbons of tight carbonate rocks of Tournaisian stage at the Dnipro-Donets depression.....*46

*Information.....*9, 12, 15, 20, 25, 30, 37

Oil & gas industry of Ukraine

Редакційна колегія**Головний редактор**

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

Заступники головного редактора

Ковалко Олександр Михайлович – канд. екон. наук, керівник проектів та програм у сфері науково-технічної діяльності

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

Редакційна колегія

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

Банахевич Юрій Володимирович – д-р техн. наук

Бойченко Сергій Валерійович – д-р техн. наук

Братичак Михайло Миколайович – д-р хім. наук

Бутинець Франц Францович – д-р екон. наук

Варламов Геннадій Борисович – д-р техн. наук

Васильюк Володимир Михайлович – канд. техн. наук

Венгерцев Юрій Олександрович – канд. техн. наук

Вишва Сергій Андрійович – д-р геол. наук

Витвицький Ярослав Степанович – д-р екон. наук

Гінзбург Михайло Давидович – д-р техн. наук

Гладун Василь Васильович – д-р геол. наук

Гожик Петро Федосійович – д-р геол. наук,

академік НАН України

Гораль Ліліана Тарасівна – д-р екон. наук

Гриценко Олександр Іванович – д-р техн. наук,

член-кореспондент РАН (Росія)

Грудз Володимир Ярославович – д-р техн. наук

Данилюк Микола Олексійович – д-р екон. наук

Довжок Тетяна Євгенівна – канд. геол. наук

Дорошенко Володимир Михайлович – д-р техн. наук

Драганчук Оксана Теодорівна – д-р техн. наук

Євдошук Микола Іванович – д-р геол. наук

Єєр Дмитро Олександрович – д-р техн. наук,

член-кореспондент НАН України

Зарубін Юрій Олександрович – д-р техн. наук

Карпаш Олег Михайлович – д-р техн. наук

Карпенко Олексій Миколайович – д-р геол. наук

Кісіль Ігор Степанович – д-р техн. наук

Клюк Богдан Олексійович – канд. техн. наук

Коболєв Володимир Павлович – д-р геол. наук

Колбушкін Юрій Петрович – д-р екон. наук

Кондрат Роман Михайлович – д-р техн. наук

Красножон Михайло Дмитрович – д-р геол. наук

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 Зиновій Петрович – канд. техн. наук

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

член-кореспондент НАН України

Петренко Віктор Павлович – д-р екон. наук

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

Прокопів Володимир Йосипович – канд. геол. наук

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

Уніговський 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. Умущенко

Редактор **Н.Г.Ворона**

Здано до складання **21. 08. 2015**

Підписано до друку **20. 10. 2015**

Формат **205×285**. Папір крейдований. Офсетний друк

© В.А. Кучерявий
В.Л. Литвин
О.М. Підзирайло
О.В. Стогній
канд. техн. наук
ДП «Науканафтогаз»

Стан вітчизняного ринку моторних палив та правові шляхи його вдосконалення

УДК 330.123.72

Національний ринок нафтопродуктів має сталі тенденції до поступової втрати вітчизняним товаровиробником своїх позицій, загрозливого зростання частки імпорту в структурі забезпечення потреб споживачів України у моторних паливах, а також прояву ознак монополізації ринку шляхом досягнення картельних змов та погіршення якості нафтопродуктів на роздрібному ринку. Наявний державний регуляторний вплив (у вигляді фінансових та адміністративних важелів забезпечення здійснення державної політики у нафтогазовому секторі) не дає змоги органам влади повною мірою запобігати цим негативним явищам. Необхідним є не лише внесення змін та доповнень до наявної законодавчої та нормативної бази, а й те, що вона повинна бути доповнена законом, який має системний характер, ліквідує прогалини у правовому забезпеченні функціонування ринку нафтопродуктів та сприятиме виправленню негативних тенденцій його розвитку, а також створить підґрунтя для стимулювання інвестиційних процесів у вітчизняній нафтопереробній промисловості.

Ключові слова: нафтопродукти, бензини автомобільні, дизельне пальне, ринок нафтопродуктів, нафта, нафтопереробні заводи, стабілізація ринку, моніторинг ринку.

Национальный рынок нефтепродуктов имеет устойчивые тенденции к постепенной потере отечественным товаропроизводителем своих позиций, угрожающему возрастанию доли импорта в структуре обеспечения нужд потребителей Украины в моторных топливах, а также проявлениям признаков монополизации рынка путем достижения картельных соглашений и ухудшения качества нефтепродуктов на розничном рынке. Государственное регуляторное воздействие в данный момент не позволяет органам власти в полной мере предотвращать эти негативные явления. Необходимым является не только внесение изменений и дополнений к существующей законодательной и нормативной базе, но и то, что она должна быть дополнена законом, имеющим системный характер, который ликвидирует пробелы в правовом обеспечении функционирования рынка нефтепродуктов и будет способствовать исправлению негативных тенденций его развития, а также создаст предпосылки для стимулирования инвестиционных процессов в отечественной нефтепереработке.

Ключевые слова: нефтепродукты, бензины автомобильные, дизельное топливо, рынок нефтепродуктов, нефть, нефтеперерабатывающие заводы, стабилизация рынка, мониторинг рынка.

National oil product market has a sustainable trend of gradual loss of the domestic product share and threatening increase of the import product share in the structure of Ukrainian demand satisfaction. There are also some signs of market monopolization through cartel agreements and deterioration of oil product quality in the retail market. The existing state regulation (in the form of financial and administrative levers that enforce national policy in the oil and gas sector) does not let the authorities prevent these adverse phenomena in full. It is necessary to not only amend the regulatory and legislative base but supplement it with a law having systemic nature to bridge the gaps in legal support for the oil product market functioning, to remedy the adverse trends in its development as well as create preconditions for stimulation of the investment processes in domestic oil-refining industry.

Key words: oil products, automobile gasoline, diesel fuel, oil product market, crude oil, oil refineries, market stabilization, market monitoring.

Розвиток країни значною мірою залежить від стану ринку моторних палив – однієї з найважливіших складових забезпечення збалансованості державних прибутків і витрат, рівноваги платіжного балансу, стабільності національної валюти та низьких темпів інфляції.

Події останнього року в Україні та світі виявили потребу в підвищенні енергетичної безпеки та рівня забезпеченості держави енергоносіями. Крім того, енергетичний сектор України був і залишається стратегічно важливим для держави у контексті пошуку джерел альтернативного енергопостачання з боку європейських партнерів.

Причинами, через які український енергетичний сектор не є ключовим гравцем на енергетичному ринку Європи, стали неякісне обслуговування інфраструктури, низька інвестиційна привабливість, непрозорість прива-

тизаційних процесів та відсутність послідовності у проведенні енергетичної політики.

Вищенаведене твердження повною мірою стосується і сучасного ринку нафтопродуктів в Україні, на якому протягом останніх років частка продукції національного виробництва не перевищувала 20 %, значне місце займає так званий «сірий ринок», а також відсутні дієві механізми контролю за ціноутворенням та якістю пального.

Аналіз поточного стану споживання нафтопродуктів

Споживання світлих нафтопродуктів (бензину та дизельного палива) в Україні протягом періоду з 2001 по 2008 рр., обумовлене зростанням економіки й розширенням парку транспортних засобів, неухильно збільшувало-

Таблиця 1

Виробництво та споживання світлих нафтопродуктів в Україні протягом 2008–2014 рр.

Роки	Виробництво, тис. т	Споживання, тис. т	Частка імпорту, %
2008	6 960,1	11 449,1	47,55
2009	7 229,5	10 184,4	37,63
2010	6 400,2	9 633,4	45,83
2011	5 496,8	9 450,2	59,84
2012	2 994,0	10 212,1	70,69
2013	1 949,2	9 935,2	80,39
2014	1 152,9	8 424,1	86,31

ся: з 7,9 млн т у 2001 р. до 11,5 млн т у 2008 р. Унаслідок кризи 2008 р. сукупне споживання знизилось практично на 1 млн т і протягом подальших п'яти років стабілізувалося на рівні 9,5–10,2 млн т. У 2014 році споживання світлих нафтопродуктів упало до рівня 8,42 млн т.

Частково це пояснюється анексією Криму та руйнуванням Донбасу. Однак в експертному середовищі основною причиною вважають підвищення цін на нафтопродукти через девальвацію гривні, оскільки у цей же період відбувалося поступове поглинання національного ринку імпортованими нафтопродуктами: їх частка від загального обсягу споживання зросла з 38 у 2009 році до 86,0 % у 2014 році (табл. 1) [1].

Висока ціна на бензин та дизельне паливо спричинила також останнім часом зростання споживання скрапленого газу як автомобільного палива (рис. 1) [2], частка якого в загальному балансі моторних палив неухильно збільшується. Важливість цього виду моторних палив підтверджується тим, що Держстат України почав вести облік роздрібних продажів газу та порушив питання про введення цього енергоносія до енергетичного балансу країни.

Причинами непривабливого стану з виробництвом нафтопродуктів в Україні є мала глибина переробки нафти вітчизняними нафтопереробними заводами (НПЗ), низька якість та велика собівартість виготовлення нафтопродуктів через моральну та фізичну зношеність технічної та технологічної матеріальної бази виробництва, постійні закриття на ремонт та простой заводів у зв'язку із несприятливою ціновою кон'юктурою (до середини 2014 року) на сировинному ринку (рис. 2 [1], табл. 2).

Аналіз тенденцій розвитку нормативної бази щодо виробництва, ввезення та торгівлі нафтопродуктами в Україні

Існує ряд законодавчих актів та нормативних документів [3–11], якими регламентується діяльність на ринку нафтопродуктів в Україні.

Великою проблемою є так званий «сірий ринок» нафтопродуктів, який, за оцінками експертів, займає 20–25 % національного ринкового сегменту (рис. 3 [12]). Втрати бюджету через існування тіншового обігу нафтопродуктів оцінюються від 5 до 10 млрд грн на рік.

В експертному середовищі та урядових колах обговорюються додаткові заходи боротьби з нелегальним обігом нелегального палива. Зокрема, повідомлялося, що уряд планує додати до переліку критичного імпорту, який не буде обкладатися

Таблиця 2

Інтегральні показники нафтопереробки

Показники	В Україні	В Європі
Завантаження, %	23	>70
Знос основних фондів	>80	<60
Вартість переробки 1 т нафти, дол. США	30	10–15
Середньозважена глибина переробки	<75	>80
Частка каталітичних процесів на вихідну потужність, %	38,2	87,5

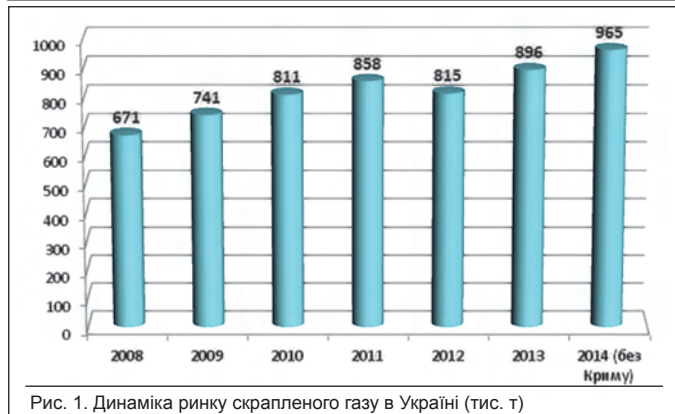


Рис. 1. Динаміка ринку скрапленого газу в Україні (тис. т)

додатковими митами у розмірі 5–10 %, бензини та інші енергоресурси [13]. Ще раніше пропонувалося запозичити діючу у Європі систему електронних акцизних товаротранспортних накладних [14].

Збільшення у структурі балансу споживання частки імпортованих моторних палив актуалізує питання щодо пошуку ефективних заходів захисту національного товаровиробника, які при цьому не повинні суперечити зобов'язанням України, які вона взяла на себе під час вступу до СОТ. Відповідно до Закону України «Про застосування спеціальних заходів щодо імпорту в Україну» [5] може бути застосовано такі спеціальні заходи, зокрема: запровадження режиму квотування та установлення спеціального мита. Проте навіть в умовах мирного часу і більш-менш стабільного стану економіки застосування протекціоністських заходів у вигляді підвищення імпортованих мит чи введення системи квотування імпорту призвело б до значного подорожчання вартості пального на українському ринку, що одразу ж відобразилося б на зростанні тарифів на послуги автомобільних перевізників та могло б викликати неконтрольовану ланцюгову інфляційну реакцію системного характеру в масштабах всієї економіки України. Вочевидь, що в умовах економічної кризи та ведення воєнних дій проти України будь-які заходи тим паче не можуть бути застосовані. Крім того, встановлення імпортованих мит на рівні, що перевищує гранично допустимі межі, у контексті зобов'язань України при вступі до СОТ створює загрозу застосування відносно товарів українського походження аналогічних заходів обмеження на світових ринках. Потрібно взяти також до уваги те, що підвищення цін на бензин та дизельне паливо в умовах відносно невисокого рівня платоспроможності населення призводить до зменшення

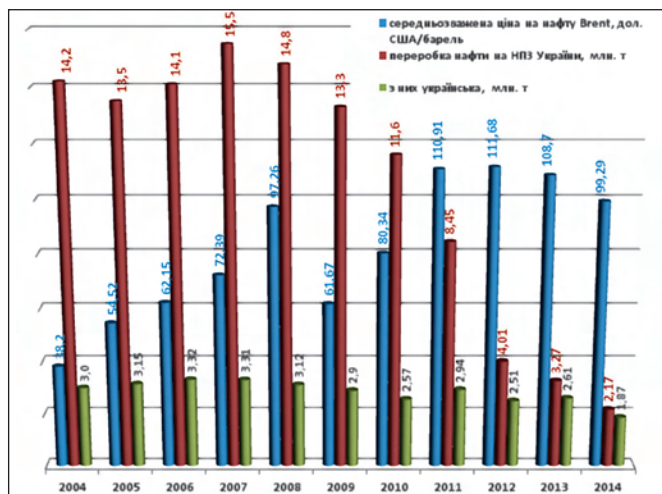


Рис. 2. Обсяги переробки нафти на НПЗ України та середньозважена ціна на нафту протягом 2004–14 рр.

обсягів споживання моторних палив, а тому не забезпечує умов для стабілізації роботи НПЗ України.

Правові шляхи вирішення проблем ринку нафтопродуктів в Україні

Аналіз цих законодавчих актів, підзаконних актів та стандартів, а також ініціатив законодавчої та виконавчої влади дає можливість зробити висновок про те, що наявний державний регуляторний вплив (у вигляді фінансових та адміністративних важелів забезпечення здійснення державної політики у нафтогазовому секторі) не дає змоги органам влади повною мірою запобігати ні штучним маніпулюванням ціновими пропозиціями постачальниками та виробниками на ринку нафтопродуктів, ані наявності на цьому ринку нелегальної продукції

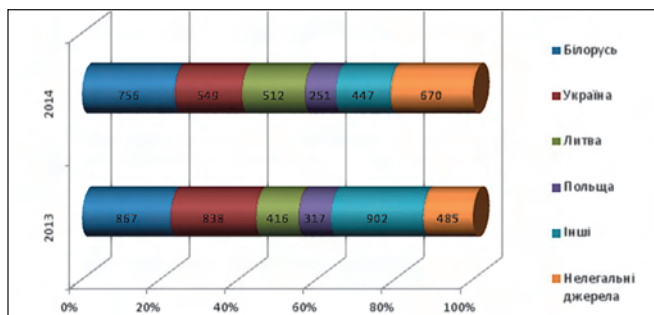


Рис. 3. Поставки бензинів у 2013–14 рр., тис. т

низької якості. Тому вкрай необхідним є не лише внесення змін та доповнень до наявної законодавчої та нормативної бази. Вона повинна бути доповнена законом, який матиме системний характер, ліквідує наявні прогалини у правовому забезпеченні функціонування ринку нафтопродуктів та сприятиме виправленню негативних тенденцій його розвитку, а також створить підґрунтя для стимулювання інвестиційних процесів у вітчизняній нафтопереробній промисловості.

Висновок

Отже, прийняття спеціального Закону України «Про особливості регулювання діяльності на ринку нафтопродуктів та заходи державної підтримки розвитку нафтопереробної галузі» є необхідним з огляду на складність існуючих проблем у царині виробництва і реалізації нафтопродуктів та потребує системного підходу до їх вирішення.

Законопроект повинен встановити основи державного регулювання торгівлі нафтопродуктами, усунувши наявні недоліки та протиріччя, а також визначити заходи фінансового стимулювання виконання інвестиційних програм модернізації нафтопереробної галузі України.

Список використаних джерел

1. Міністерство енергетики та вугільної промисловості України. Статистична інформація [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/publish/newscategory?catid=35081>. – Назва з екрана.
2. Куюн А. Друга молодість [Електронний ресурс] / А. Куюн // Дзеркало тижня. – 2013. – № 46. – Режим доступу: http://gazeta.dt.ua/energy_market/druga-molodist-skrapleniy-gaz-mozhe-stati-osnovnoyu-alternativoyu-benzinu-.html.
3. Податковий кодекс України // Відомості Верховної Ради України. – 2011. – № 17. – Ст. 112.
4. Закон України «Про захист прав споживачів» // Відомості Верховної Ради України. – 2006. – № 7. – Ст. 84; 2014. – № 4. – Ст. 61.
5. Закон України «Про застосування спеціальних заходів щодо імпорту в Україну» // Відомості Верховної Ради України. – 1999. – № 11. – Ст. 78.
6. Закон України «Про внесення змін до Податкового кодексу України та деяких законодавчих актів України щодо податкової реформи» // Відомості Верховної Ради. – 2015. – № 9. – Ст. 55.
7. Порядок проведення перевірки екологічних показників нафтопродуктів, які реалізуються шляхом оптової та роздрібної торгівлі, затверджений постановою Кабінету Міністрів України від 14.04.2004 № 488 [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://zakon2.rada.gov.ua/laws/show/488-2004-%D0%BF>.
8. Деякі питання проведення обліку, зберігання та реалізації дизельного палива залежно від вмісту масової частки сірки: постано-

ва Кабінету Міністрів України від 21.03.2007 № 545: [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/545-2007-%D0%BF>.

9. Технічний регламент щодо вимог до автомобільних бензинів, дизельного, суднових та котельних палив; затверджено постановою Кабінету Міністрів України від 01.08.2013 № 927 [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/927-2013-%D0%BF>.

10. Бензини автомобільні підвищеної якості. Технічні умови: ДСТУ 4839:2007. – [Чинний від 2008–01–01]. – К.: Держспоживстандарт України, 2007. – 14 с. – (Національні стандарти України).

11. Паливо дизельне підвищеної якості. Технічні умови: ДСТУ 4840:2007. – [Чинний від 2008–01–01]. – К.: Держспоживстандарт України, 2007. – 12 с. – (Національні стандарти України).

12. Куюн С. Ринок нафтопродуктів: із вогню та в полум'я [Електронний ресурс] / С. Куюн // Дзеркало тижня. – 2015. – № 6. – Режим доступу: http://gazeta.dt.ua/energy_market/rinok-naftoproduktiv-iz-vognyu-ta-v-polum-ya-.html.

13. Тимчасовий збір не стосується життєво важливого імпорту – Мінфін [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://economics.unian.ua/finance/1048688-timchasoviy-zbir-ne-stosuetsya-jittevo-vajlivogo-importu-minfin.html>.

14. Куюн С. Путін помирить усіх [Електронний ресурс] / С. Куюн // Дзеркало тижня. – 2015. – № 9. – Режим доступу: http://gazeta.dt.ua/energy_market/putin-usih-pomirir-.html.

© О.С. Шивяков
О.В. Стогній
канд. техн. наук
М.В. Гунда
А.О. Васеньова
ДП «Науканафтогаз»

Економічні механізми стимулювання розвитку газового ринку України

УДК 339.18:553.981

Проаналізовано основні механізми функціонування газових ринків та формування ціноутворення в країнах ЄС та Україні. Охарактеризовано основні проблеми, пов'язані з регуляторною політикою та лібералізацією газового ринку України, а також окреслено стратегічні напрями, що сприятимуть розвитку нафтогазової галузі.

Ключові слова: гронінгенська модель, цільова газова модель (GTM), ціна газу.

Проанализированы основные механизмы функционирования газовых рынков и формирования ценообразования в странах ЕС и Украина. Охарактеризованы основные проблемы, связанные с регуляторной политикой и либерализацией газового рынка Украины, а также обозначены стратегические направления, способствующие развитию нефтегазовой отрасли.

Ключевые слова: гронингенская модель, целевая газовая модель (GTM), цена газа.

Basic functioning mechanisms of the gas markets, as well as of the pricing in EU and in Ukraine are analyzed. Main problems related to regulatory policy and to liberalization of the gas market of Ukraine, as well as the strategic directions contributing to the oil and gas industry development are defined.

Key words: Groningen model, gas target model (GTM), gas price.

Розвиток вітчизняного ринку природного газу тісно пов'язаний із процесами, які відбуваються в світовій економіці та найбільших ринках споживання паливно-енергетичних ресурсів, зокрема США, ЄС, країн Азійсько-Тихоокеанського регіону. В останні десятиріччя додатковими факторами, які вплинули на радикальну трансформацію ринку природного газу, виявилися «газові війни» між Україною та Російською Федерацією, а також «сланцева революція» в США. Європейський Союз є одним із найбільших споживачів природного газу, а отже, забезпечення необхідними ресурсами є актуальною проблемою його сталого розвитку. Реформа газового ринку пов'язана з прийняттям регламентів та директив ЄС Третього енергетичного пакету, що вступили в дію з 2011 року. Третій енергетичний пакет включає декілька ключових положень, які сприяють належному та надійному функціонуванню внутрішнього ринку, більшому захисту споживачів, сталому розвитку та чесній конкуренції на енергетичному ринку.

В Україні ще 2005 року було сформовано основні принципи лібералізації газового ринку, що базувалися на впровадженні норм директив ЄС Другого енергетичного пакету [1] та зобов'язань у рамках Енергетичного Співтовариства. Сьогодні основними цілями Уряду України в розвитку вітчизняної газодобувної галузі повинні стати реформування, інтенсивна трансформація існуючих та формування нових методів ціноутворення, лібералізація ринку газу на основі досвіду країн ЄС у рамках реалізації Угоди про асоціацію.

На сьогодні на газовому ринку країн Євросоюзу за довгостроковими контрактами існує декілька базових підходів до формування ціни на природний газ. За даними [2], це: гронінгенський тип контрактів (модель); формування ціни газу з прив'язкою до цін на місячні ф'ючерсні

контракти на індикативний сорт нафти марки «Brent» на Лондонській або Роттердамській біржах та динаміка цін на спотовому ринку для роздрібних цін для споживачів, а також визначення короткострокової граничної вартості газу. За даними Єврокомісії, до 75 % середньої ціни імпортованого газу країнами ЄС за довгостроковими контрактами прив'язані до цін нафти та нафтопродуктів (рис. 1).

Унаслідок трансформацій та реформ ринку природного газу в країнах ЄС співвідношення базових складових, що формують ціну, зазнали значних змін (рис. 2). Введення в ціноутворення газу нових компонентів зменшує залежність від цін на нафту, нафтопродукти та спекулятивних факторів, які існують на нафтовому ринку і пов'язані насамперед із політичними подіями. Значний технологічний прорив, який пов'язаний із сланцевою революцією, диверсифікацією постачання природного газу через морські термінали, сприяє конкуренції та зменшенню цін на газ унаслідок ліквідації монополії головних постачальників, зокрема ВАТ «Газпром». Необхідно зауважити, що на сьогодні діє Українсько-російська газова угода (2009 р.), в якій формування ціни природного газу визначається за гронінгенською моделлю співвідношенням мазуту і сирої нафти на рівні 50:50 (див. рис. 2).

Отже, відбувається поступова трансформація ціноутворення на газ унаслідок лібералізації умов на газовому ринку довгострокових контрактів за рахунок включення до цінового кошика інших, конкуруючих із газом, енергоресурсів (вугілля, електроенергія, синтетичне зріжене паливо – СЗП), економічних складових (інфляція), а також спотової ціни газу та біржових індексів, забезпечуючи гнучкість ціноутворюючих механізмів.

Таблиця 1

Плановий баланс газу в осінньо-зимовий період 2014–2015 рр. (жовтень–березень), млрд м³ [4]

Показник	Обсяг
Використання природного газу, всього	26,0
Газ для промисловості	6,1
Газ для населення	11,3
Газ для виробництва тепла (опалення та гарячого водопостачання)	5,7
Газ для бюджетних і релігійних організацій	0,6
Технологічні витрати	2,4
Ресурси природного газу, всього	26,0
Видобуток	10,1
ПАТ «Укргазвидобування»	7,5
ПАТ «Укрнафта»	0,9
ПАТ «ДАТ «Чорноморнафтогаз»	—
Приватні видобувні компанії	1,7
Імпорт із Російської Федерації	—
Імпорт із країн ЄС	6,2
Із підземних сховищ ПАТ «Укртрансгаз»	9,8

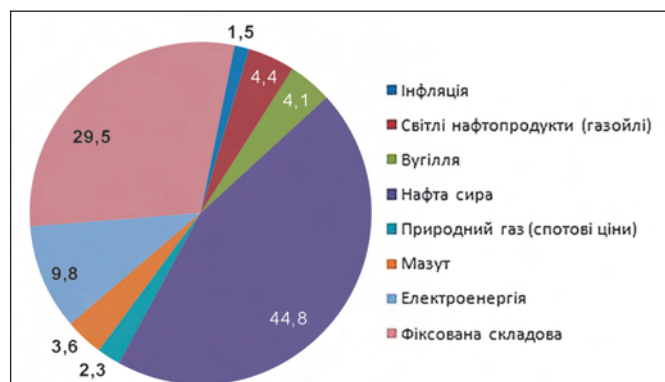


Рис. 1. Складові формування ціни газу за довгостроковими контрактами в країнах ЄС, % [2, 3]

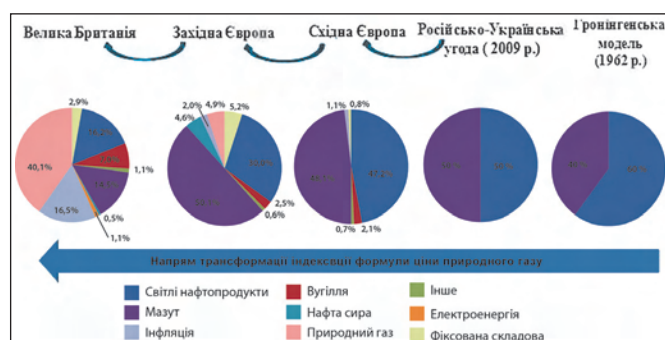


Рис. 2. Трансформація формування ціни газу за довгостроковими контрактами, % [2, 3]

Енергетична комісія ЄС з метою лібералізації газового ринку запровадила для регулювання газового сектора нову цільову модель – Gas Target Model (GTM), спрямовану на забезпечення прозорих механізмів функціонування оптових ринків та реалізації безпечних схем поставок. Вимоги цієї моделі будуть обов'язковими для всіх країн-членів ЄС, а також членів Енергетичного співтовариства Південно-Східної Європи, у тому числі й України [2].

Ключовою умовою реалізації GTM є повна імплементація Третього енергопакету (Draft Vision for a European Gas Target Model). За європейськими стандартами, газ, видобутий, але не доставлений до споживача, не є товаром.

В Європі пропонують створити 10 зон, що будуть включати одну чи декілька країн. Основними критеріями для створення зон є об'єм споживання (не менше 20 млрд м³ на рік) та наявність не менше трьох вагомих джерел природного газу.

Передбачається, що між зонами буде здійснюватися активна торгівля природним газом, яка сприятиме ціновому вирівнюванню, а на перспективу – об'єднанню усіх зон у єдиний європейський ринок природного газу. Для вирішення цього завдання Єврокомісія планує стимулювати таку торгівлю практично до самостійного фінансування будівництва інтерконекторів.

Отже, на європейському газовому ринку реально виникає змішана система поставок газу, у якій частина поставок буде здійснюватися за довгостроковими контрак-

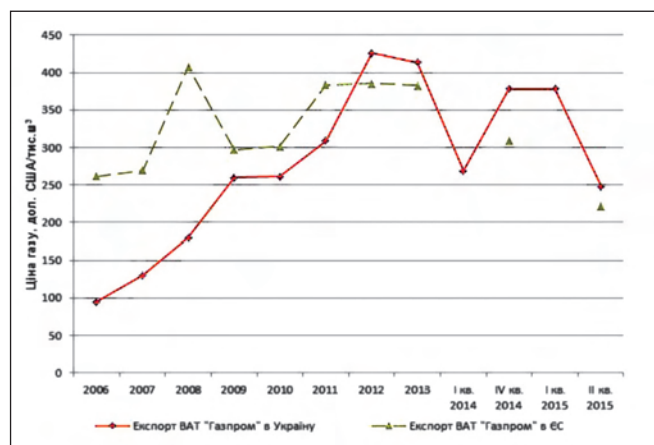


Рис. 3. Динаміка цін на російський газ для України та ЄС (середня ціна)

тами із забезпечення стабільності, а реалізація решти газу – через віртуальні хаби, що будуть забезпечувати максимальну гнучкість.

На відміну від європейських принципів, в Україні під час укладання договорів імпортування газу залишився принцип ціноутворення на рівні базової гронінгенської моделі, що спричиняло постійне завищення цін на газ від основного постачальника ВАТ «Газпром» згідно з угодою 2009 року (рис. 3).

На відміну від країн ЄС, в Україні діє жорсткий державний регуляторний принцип формування ціни на природний газ для різних груп споживачів, що негативно впливає на інвестиційний клімат та розвиток нафтогазовидобувної галузі загалом. Як наслідок, створено нерівні умови на газовому ринку для газових трейдерів та видобувних підприємств різних форм власності. Так, газ власного видобування з підприємств державної форми власності реалізовувався для населення. До останнього часу найбільша газовидобувна компанія країни – ПАТ «Укргазвидобування» реалізовувала видобутий газ за ціною 349 грн/тис. м³ (без ПДВ) Наці-

Розподіл компаній світу за підтвердженими залишковими запасами, 2012 р.

Таблиця 2

№ ч/ч	Назва компанії	Країна	Ринкова капіталізація, млрд дол. США	Запаси газу, млрд м ³	Видобуток у 2012 р., млрд м ³	Забезпеченість запасами, роки
1	БАТ «Газпром»	РФ	89	35100	487	72,1
2	ExxonMobil Corporation	США	419	2099	136	15,4
3	PetroChina Company Limited	Китай	245	1914	72	26,6
4	Royal Dutch Shell plc	Нідерланди	260	1212	104	11,6
5	BP p.l.c.	Великобританія	137	1142	82	13,9
6	БАТ «НОВАТЕХ»	РФ	33	1089	51	21,4
8	Total S.A.	Франція	159	875	61	14,3
9	Chevron Corp.	США	241	827	53	15,6
7	ПАТ «Укргазвидобування»	Україна	н/д	831/699*	15	59/44,6
10	БАТ «LUKOIL»	РФ	49	665	25	26,6
11	Eni SpA	Італія	92	594	47	12,7
12	ConocoPhillips	США	98	556	49	11,3
13	Statoil ASA	Норвегія	91	513	49	10,5

* із різних джерел

ональний акціонерний компанії «Нафтогаз України», а підприємства недержавної форми власності – за ціною близько 4800 грн/тис. м³ (без ПДВ) для промислових споживачів.

Державна позиція щодо зменшення надприбутків нафтогазовидобувних компаній та постійні зміни у податковій системі зменшували надходження інвестицій у цей сектор економіки. А останні податкові ініціативи уряду спонукали найбільших зарубіжних інвесторів – компанії «Chevron» та «Shell» переглянути свої програми в Україні. Зокрема, Chevron вийшла із проекту в межах Олеської ліцензійної ділянки, а Shell припинила співпрацю з ПАТ «Укргазвидобування» в рамках спільної діяльності.

За умов, що склалися в Україні, життєво необхідними є реформування моделі ціноутворення на газ та лібералізація цього сектора ринку. Головною метою цих заходів є забезпечення енергетичної безпеки країни та диверсифікація джерел постачання енергоносіїв. Періодичні газові війни між Україною та Росією примушують шукати нові джерела та ресурси заміщення дорогого російського газу. Чергова газова війна, яка розпочалася в березні 2014 року та триває й досі, примусила уряд та Національну акціонерну компанію «Нафтогаз України» практично відмовитися від російського газу та перейти на забезпечення потреб держави за рахунок жорсткої економії споживання, стабілізації обсягів власного видобутку та реверсного постачання газу з країн Європи – зі Словаччини, Угорщини та Польщі (табл. 1).

Основними постачальниками газу власного видобування країни є нафтогазовидобувні підприємства, що перебувають у корпоративному управлінні Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України». Частка приватних компаній в останні роки перевищила 10 %. Необхідно зазначити, що 2014 року Україна втратила змогу видобувати газ із родовищ акваторії Чорного та Азовського морів, обсяг якого перевищував 1,6 млрд м³ унаслідок анексії Автономної республіки Крим. Крім того, додатковим негативним фактором, який

впливає на нормалізацію забезпечення природним газом споживачів України, є воєнні дії на сході країни, в зоні антитерористичної операції, де ПАТ «Укргазвидобування» уже втратило контроль над низкою об'єктів, а нафтогазовидобувні компанії, у тому числі Shell, не можуть здійснювати виробничу діяльність.

Із метою стабілізації ситуації в нафтогазовому секторі Уряду України необхідно вжити безпрецедентних заходів, що будуть спрямовані на подальший розвиток галузі та нарощування обсягів видобування вуглеводнів. Тому передусім необхідно вирішити декілька головних проблем, а

саме забезпечити:

- прозоре формування витрат, пов'язаних із собівартістю видобування, та механізми їх повернення користувачу нафтогазоносних надр;
- чітку довгострокову фіскальну політику з диференційованими ставками податку (ренту) з урахуванням геолого-технічних умов видобування вуглеводнів та ситуації на ринку, що спонукають до нарощування видобутку;
- рівні умови реалізації вуглеводнів споживачам на ринку для всіх підприємств незалежно від форми власності;
- вільний доступ нафтогазовидобувних компаній та трейдерів до магістральних та розподільних трубопроводних систем транспортування газу.

Необхідно звернути увагу на те, що останні ініціативи уряду з підвищення цін на газ не покращили, а навпаки, погіршили ситуацію для підприємств державної форми власності, зобов'язавши сплачувати з видобутого газу 70 % ренти зі свердловин завглибшки до 5000 м [5]. Попри це, збільшення рентабельності практично не відбулося.

У подальшому основні обсяги видобутку газу в нашій країні буде забезпечувати ПАТ «Укргазвидобування», адже компанія входить до десятки найбільших компаній світу за обсягами підтверджених запасів газу (табл. 2) [4]. Основна частина цих запасів зосереджена передусім на виснажених родовищах та великих глибинах. Щоб використати цей ресурс, компанія повинна здійснювати значні інвестиції у виробництво та його модернізацію для відкриття нових родовищ та нарощування видобутку.

З огляду на наявність залишкових запасів та річних об'ємів видобутку у найбільших світових компаній можна зробити такі висновки:

- оптимальна величина забезпеченості підтвердженими залишковими запасами в більшості зарубіжних компаній, окрім РФ, не перевищує 15 років, що свідчить

про впровадження сучасних та інтенсивних технологій, які забезпечують середні щорічні темпи видобутку газу на рівні 6–8,5 % від залишкових запасів, при цьому у ПАТ «Укргазвидобування» – 2,15 %;

- ПАТ «Укргазвидобування» має значні залишкові запаси та потенціал для нарощування обсягів видобутку природного газу;

- за умов сприяння розвитку галузі в державі можливе збільшення щорічних темпів видобування газу ПАТ «Укргазвидобування» через 3–5 років до рівня 2,5 %; приріст видобутку газу становитиме 2,5 млрд м³, а річний видобуток зросте до 17,5 млрд м³/рік, що цілком відповідає показникам, визначеним у Енергетичній стратегії до 2030 року (2005 р.) та інших спеціальних дослідженнях (2012–2014 рр.);

- інтенсивна дерегуляція відносин між нафтогазовидобувними підприємствами у формі публічних акціонерних товариств та державним управлінням, створення прозорих і привабливих для інвестицій механізмів ведення бізнесу в нафтогазовому секторі.

Перші кроки лібералізації газового ринку здійснюються на основі ініціатив громадських організацій та експертів енергетичного ринку. Гнучкість ринку на першому етапі може забезпечуватися насамперед за рахунок продажу обсягів газу для короткострокових поставок. Тому створення майданчика для спотової торгівлі є важ-

ливим поступом до свободи доступу учасників ринку, до торгів та гарантії транспортування газу, реалізованого на майданчику.

Для хеджування ризиків необхідна паралельна повноцінна газова біржа для торгівлі похідними фінансовими інструментами. Зокрема, у грудні 2014 року відкрито Українську газову біржу (УГБ). На своїй платформі УГБ об'єднує видобувників, постачальників, професійних торгових представників та великих споживачів газу.

Висновок

Отже, Україна має значний потенціал для забезпечення власної енергетичної безпеки. Потрібно в найкоротші строки провести реформи в нафтогазовому секторі, які будуть спрямовані на забезпечення прозорого ціноутворення на газ, рівні можливості на газовому ринку всіх видобувних компаній та вільний доступ споживачів. Запорукою інтенсивного розвитку нафтогазового сектора економіки будуть прозорі та чіткі фіскальні механізми, а саме: низькі податки та спрощені процедури ведення бізнесу, що активно сприятимуть залученню інвестицій.

Список використаних джерел

1. Карп І.М. Стан та перспективи розвитку нафтогазового комплексу України / [І.М. Карп, Д.О. Єгер, Ю.О. Зарубін та ін.]. – К.: Наукова думка, 2006. – С. 309.
2. Подолець Р.З. Ринок прогноз і кон'юнктура. Особливості ціноутворення в міжнародній торгівлі природним газом / Р.З. Подолець, О.А. Дячук, Р.С. Юхимець // Економіка і прогнозування. 2014/1 – С. 53.
3. Energy Sector Inquiry [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/inquiry/>.

4. Як ми будемо зимувати? – Редакція «Дзеркало тижня. Україна». – № 32. – [Електронний ресурс] – Режим доступу: http://gazeta.dt.ua/energy_market/yak-mi-budemo-zimuvati-_html

5. Депутати підтримали збільшення ренти для видобувачів газу до 70 %. – Інформаційно-аналітичний ресурс «Українська енергетика UA-Energy.org» [Електронний ресурс] 2015-03-03. – Режим доступу: <http://ua-energy.org/post/50962>.

НОВИНИ

Плазмовий розрив пласта: чистіше, дешевше і простіше

Пильна увага до технологій гідророзриву пласта у вигляді нових суворих правил у Каліфорнії, що вступили в дію у липні, та успішний референдум проти гідророзривів у Дейтоні, Техас, призвели до того, що промисловість запроваджує нову технологію, що відкидає токсичні хімікати, і використовує плазмові імпульси, що нагадують зброю з наукової фантастики.

Плазмовий імпульс – це проста технологія, що застосовує вібрацію або електрично згенеровані плазмові імпульси для зниження в'язкості вуглеводнів, підвищення проникності і покращення потоку нафти і газу на поверхню. Під час проведення плазмового розриву пласта не використовують екологічно шкідливих компонентів і зменшуються виробничі витрати. Технологія призначена для ефективного зниження затрат на видобування без застосування кислотної обробки, гідророзриву чи інших екологічно шкідливих процесів.

Нові правила (законопроект Каліфорнії, SB-4, спеціально спрямований проти гідророзривів пласта) будуть мати величезний вплив на таких основних виробників у цій галузі, як Chevron Corp. (NYSE: CVX), ExxonMobil (NYSE: XOM) і Occidental Petroleum (NYSE: OXY).

Нові обмеження означають, що нафтогазові компанії повинні проходити довгий і дорогий дозвільний процес для кожної окремої процедури кислотного промивання. І що є найбільш серйозним: нові правила обмежують кількість кислоти, яку може використати надавач послуг.

Згідно з даними Oilprice.com, значна кількість великих нафтогазових компаній, які здійснюють видобування у Каліфорнії, уже витратили кожна понад 20 тис. доларів США на пілотні випробування імпульсно-плазмової технології. Як стверджується, випробування пройшли успішно.

За матеріалами <http://oilprice.com/Finance/investing-and-trading-reports/The-Future-Of-Fracking-Is-Cleaner-Cheaper-And-Easier-With-Plasma.html>

© І.М. Петрунчак

О.М. Ганущак

Науково-дослідний і проектний
інститут ПАТ «Укрнафта»

Організаційно-економічний механізм освоєння залишкових запасів вуглеводнів нафтогазовидобувними підприємствами

УДК 338.45:622.323

У роботі наведено організаційно-економічний механізм освоєння залишкових запасів вуглеводнів нафтогазовидобувними підприємствами. Визначено, що використання всіх структурних елементів механізму в рамках стратегії розвитку підприємств дасть змогу підвищити ефективність їх діяльності.

Ключові слова: освоєння залишкових запасів, державне регулювання, доцільність експлуатації свердловини, стратегія підприємства, фінансовий результат.

В работе представлен организационно-экономический механизм освоения остаточных запасов углеводородов нефтегазодобывающими предприятиями. Определено, что использование всех структурных элементов механизма в рамках стратегии развития предприятий позволит повысить эффективность их деятельности.

Ключевые слова: освоение остаточных запасов, государственное регулирование, целесообразность эксплуатации скважины, стратегия предприятия, финансовый результат.

The article describes organizational and economic mechanism of remaining hydrocarbon reserves development by oil and gas producing enterprises. It is defined that the use of all structural elements of the mechanism within the development strategy of enterprises shall improve their performance efficiency.

Key words: development of remaining reserves, government regulation, feasibility of well operation, enterprise strategy, financial result.

Завданням економічного механізму освоєння залишкових запасів вуглеводнів нафтогазовидобувними підприємствами має бути ефективне регулювання і вирішення наявних проблем зі збільшення рівнів видобутку вуглеводнів на виснажених родовищах [1].

Багато дослідників [1–4] присвячують свої роботи проблемам освоєння залишкових запасів вуглеводнів, організаційно-економічного забезпечення функціонування нафтовидобувних підприємств, проте досі не вирішеними залишаються питання комплексного економічного механізму управління нафтогазовидобувними підприємствами в умовах розробки нафтових родовищ на пізніх стадіях експлуатації.

Метою статті є розроблення організаційно-економічного механізму освоєння залишкових запасів нафтогазовидобувними підприємствами, який сприяв би збільшенню видобутку вуглеводнів на виснажених родовищах.

Стратегією нафтогазовидобувного підприємства в умовах зменшення обсягів видобутку та переходу більшості родовищ на завершальну стадію експлуатації є підвищення нафтовіддачі за рахунок використання нових технологій, пошук інвестиційних джерел, оптимізація структури управління.

Стратегічне планування розробки нафтових і газових родовищ і його успішна реалізація на рівні нафтогазовидобувних підприємств неможливі без чітко визначеного концептуального забезпечення, елементів організаційно-економічного механізму та функціональної системи з освоєння залишкових запасів.

До складу концептуального забезпечення входять науково-методологічний супровід, проектне забезпечення, принципи, методи та функції управління.

Щодо проектного забезпечення, то на сьогодні Уряд України затвердив документи: «Порядок відбору інвестиційних проектів», «Порядок визначення додаткових обсягів вуглеводнів» і «Порядок здійснення контролю за виконанням інвестпроектів», які визначають механізм відбору та затвердження нових інвестиційних проектів, якими передбачено нарощування видобутку вуглеводневої сировини на ділянках надр (родовищах, покладах), що характеризуються погіршеними гірничогеологічними умовами або виснаженістю. Передбачено також запровадження 2 % податку на вартість додаткового видобутку вуглеводнів, що є значно нижчим від чинних ставок. Очікується, що наведені норми дадуть змогу залучити значні інвестиції і найближчим часом збільшити обсяги видобутку. Важливим елементом механізму освоєння залишкових важковидобувних запасів є забезпечення прозорості експертизи проектів та порядку їх відбору.

Функції механізму освоєння залишкових запасів вуглеводнів у межах діяльності нафтогазовидобувних підприємств мають базуватися на класичних функціях теорії управління підприємством: планування, організація, мотивація, контроль [5].

Планування й організація діяльності з освоєння залишкових запасів нафтогазовидобувними підприємствами

ми має здійснюватися згідно з встановленими річними планами підприємства, відповідними галузевими програмами в рамках державної політики раціонального використання запасів. Адже згідно з проведеним прогнозом сценаріїв приросту запасів [2] визначено, що економічно та технологічно виправданим є залучення в розробку 100–150 млн т нафти від поточних залишкових запасів родовищ України, що рівнозначно досягненню кінцевого коефіцієнта нафтовилучення у 46–51 %, що відповідає рівню сучасних світових систем розробки. Тому належна організація та прозорий відбір інвестиційних проектів, що передбачають нарощування видобутку вуглеводневої сировини, сприятимуть залученню фінансових ресурсів із бюджетних фондів.

Мотивація діяльності з освоєння залишкових запасів підприємством має здійснюватися у межах податкової політики держави шляхом зменшення податкових платежів чи надання пільг та дотацій із застосуванням третинних і четвертинних методів підвищення нафтовіддачі і забезпечувати перерозподіл і акумулювання фінансових ресурсів.

Контроль за діяльністю підприємства в напрямку освоєння залишкових запасів вуглеводнів повинен здійснюватися і здійснюється внутрішніми підрозділами підприємства, а також територіальними органами Держгеонадр України та ін.

Для реалізації концептуального забезпечення розробки залишкових запасів нафти і газу механізм управління на рівні НГВП має містити певні складові елементи: інституційно-організаційне, нормативно-правове, геолого-геофізичне, інформаційне, інноваційне, фінансове, кадрове, мотиваційне, матеріально-технічне забезпечення, обґрунтовану цінову політику, податкове стимулювання та тотальний контроль.

Передусім ефективне управління процесами розробки залишкових запасів родовищ нафти і газу має здійснюватися через створення відповідних організаційних структур, тобто спеціалізованих структурних підрозділів. У складі НГВП цю роботу виконують відділи контролю за розробкою, інтенсифікації та підвищення нафтовіддачі, розробки родовищ і техніко-економічних досліджень.

Також в умовах виснажених нафтових ресурсів із метою підвищення ефективності діяльності нафтовидобувних компаній потрібно звернути увагу на певні резерви щодо покращення інституційно-організаційного забезпечення.

Для підвищення ефективності діяльності компанії необхідно змінити її структуру шляхом виведення за межі компанії підприємств, що не мають відношення до основної діяльності компанії, та об'єднати в межах окремої нафтосервісної компанії всі обслуговуючі виробництва [3]. Така нафтосервісна компанія повинна мати економічні можливості для сучасного програмного і технічного оснащення вітчизняних технологій. Ці можливості повинна створити держава, адже в кінцевому результаті це економічно вигідно.

Доцільною може бути передача бездіючих свердловин незалежним компаніям, що забезпечить впровадження

ефективних технологій експлуатації низькодебітних свердловин.

Також можливе виділення сервісних організацій із ремонту свердловин у рамках спеціалізованого управління капітального ремонту свердловин.

Щодо цінової політики, то вона полягає у встановленні такого механізму ціноутворення на вуглеводневі ресурси для підприємств, що забезпечував би покриття витрат на видобування та отримання прибутку, достатнього для інвестиційної діяльності та сплати всіх податків і зборів. Податкове стимулювання, в свою чергу, – у встановленні системи податкових пільг до проектів розробки родовищ із застосуванням третинних методів підвищення нафтовіддачі.

Позитивним кроком у цьому напрямку стало прийняття Кабінетом Міністрів України у листопаді 2013 р. постанови «Деякі питання виконання діючих та нових інвестиційних проектів (програм, договорів), якими передбачено нарощування видобутку вуглеводневої сировини» [6].

Функціональна система з освоєння залишкових запасів нафтовидобувними підприємствами передбачає виконання таких функцій:

- постійно діючий моніторинг розробки родовищ на підставі гідродинамічного моделювання;
- оперативна оцінка технологічної ефективності систем розробки родовищ нафти і газу та формування першочергових рекомендацій, спрямованих на їх удосконалення;
- довгострокове прогнозування рівнів видобутку нафти і газу;
- застосування технологій локалізації невідоблених зон пласта та оптимального розташування ущільнюючих свердловин;
- економічний моніторинг експлуатації видобувних свердловин у режимі он-лайн та виділення фонду нерентабельних свердловин;
- вибір технологій і методів підвищення продуктивності свердловин.

Останнім часом експлуатаційний фонд свердловин нафтогазовидобувних підприємств України має тенденцію до зменшення. Наприклад, у 2014 р. по ПАТ «Укрнафта» відбулося зменшення фонду свердловин на 15 % 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 зупинення значної частини фонду свердловин порушує вимоги і принципи раціональної розробки покладів і призводить до невідоблення запасів вуглеводневої сировини. У таких умовах особливо важливою є постійна економічна оцінка експлуатації свердловин, адже рентабельність експлуатації свердловин може змінюватися упродовж одного–двох місяців у зв'язку із коливанням цін на нафту, збільшенням цін на матеріально-технічні ресурси, що використовуються у процесах розробки нафтових родовищ, погіршенням умов експлуатації свердловин тощо [7].

Тому одним із важливих завдань є визначення рівня рентабельності та економічної доцільності продовження експлуатації конкретних видобувних свердловин.

Встановлення умов досягнення порога рентабельності потребує вирішення таких завдань:

- проведення оперативної економічної оцінки кожної видобувної свердловини за основними показниками: собівартість видобування нафти, валовий і чистий прибуток, рентабельність;
- ранжування свердловин за рівнем зменшення рентабельності та визначення кількості рентабельних і нерентабельних свердловин по кожному родовищу, нафтогазовидобувному управлінню і компанії загалом;
- проведення техніко-економічних розрахунків із оптимізації роботи діючого фонду видобувних нафтових свердловин;
- розробки оптимального поточного плану видобутку нафти по родовищах із визначенням необхідного рівня рентабельності за мінімально необхідних витрат;
- оперативного економічного аналізу експлуатації свердловин і розробки заходів із інтенсифікації нафтовидобутку і покращення економічних показників.

Великі нафтогазовидобувні компанії мають власні методи оцінки ефективності експлуатації свердловин і заходів, що на них проводяться. Найбільш обґрунтованою серед них є «Методика визначення граничних меж можливості та економічної доцільності подальшої експлуатації видобувних свердловин», розроблена НДПІ ПАТ «Укрнафта» [8].

У роботі [4] представлено удосконалений методичний підхід до економічної доцільності подальшої експлуатації видобувних свердловин. В його основу покладено визначення фінансового результату за класичною формулою для розрахунку NPV із помісячним дисконтуванням.

Ставку дисконту пропонується визначати за методичним підходом [9], який дає змогу враховувати ризики, що існують під час розробки конкретного нафтового родовища.

Для визначення доцільності експлуатації свердловин проведено розрахунок економічних показників роботи св. 24 Качанівського і св. 191 Північно-Долинського родовищ.

У результаті проведених розрахунків визначено, що загалом за рік роботи св. 24-Качанівської дисконтований фінансовий результат від реалізації нафти і нафтового газу становив 7,6 млн грн, що свідчить про рентабельність експлуатації свердловини. Фінансовий результат від реалізації лише нафти, обчислений згідно з методикою [8], сягав би 7,1 млн грн.

Для св. 191-Північно-Долинської дисконтований фінансовий результат від реалізації продукції становив 1995,8 тис. грн із урахуванням витрат на проведення гідророзриву пласта, що свідчить про рентабельність її експлуатації. Розрахувавши аналогічні показники роботи свердловини згідно з методикою [8], зроблено висновок, що свердловину варто віднести до категорії умовно-рентабельних.

Отже, запропонований удосконалений методичний підхід забезпечує більшу точність і вірогідність прийняття правильного управлінського рішення щодо подальшої експлуатації свердловини.

Висновок

Використання запропонованого механізму освоєння залишкових запасів вуглеводнів, який, на відміну від існуючого, поєднує інституційно-організаційне, нормативно-правове, фінансове, інформаційне, кадрове, мотиваційне, матеріально-технічне забезпечення, обґрунтовану цінову політику, податкове стимулювання, контролінг, належну функціональну систему та враховує специфіку нафтогазових родовищ на пізній стадії експлуатації, забезпечить збільшення обсягів видобутку вуглеводнів на виснажених родовищах.

Список використаних джерел

1. **Дорошенко В.М.** Напрямки вирішення проблем розробки виснажених родовищ нафти і газу / В.М. Дорошенко, Д.О. Єгер, Ю.О. Зарубін, Р.М. Кондрат // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2007. – № 4 (25). – С. 17–19.
2. **Дорошенко В.М.** Основні напрями вдосконалення систем розробки родовищ та потенціал нарощування видобутку нафти в Україні / [В.М. Дорошенко, Ю.О. Зарубін, В.П. Гришаненко та ін.]. // Нафтогазова галузь України. – 2013. – № 2. – С. 27–30.
3. **Ковалко О.М.** Стратегія управління нафтогазовим комплексом України в умовах інституційно-інноваційних перетворень: автореф. дис. на здобуття наук. ступеня канд. економ. наук: 08.02.03 «Організація управління, планування і регулювання економікою» / О.М. Ковалко. – Київ, 2002. – 20 с.
4. **Витвицький Я.С.** Удосконалення методичного підходу до оцінювання ефективності експлуатації нафтовидобувних свердловин / Я.С. Витвицький, І.М. Петрунчук // Нафтогазова галузь України. – 2014. – № 4. – С. 13–15.
5. **Шегда А.В.** Менеджмент: навчальний посібник / А.В. Шегда. – К.: Знання, 2002. – 583 с.
6. **Деякі питання виконання діючих та нових інвестиційних проєктів (програм, договорів), якими передбачено нарощування видобутку вуглеводневої сировини:** постанова КМУ від 7 листопада 2013 р. № 838 [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <http://zakon4.rada.gov.ua/laws/show/838-2013-%D0%BF>.
7. **Макаров А.В.** Экономический механизм управления фондом нефтяных добывающих скважин / А.В. Макаров, С.А. Пономарев // Нефтяное хозяйство. – 1999. – № 1. – С. 8–9.
8. **Методика визначення граничних меж можливості та економічної доцільності подальшої експлуатації видобувних свердловин.** – [Чинний від 2009-12-01]. – ПАТ «Укрнафта», 2009. – 54 с.
9. **Витвицький Я.С.** Економічна оцінка гірничого капіталу нафтогазових компаній / Я.С. Витвицький. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2007. – 431 с.

НОВИНИ

Туркменистан у грудні почне будувати газопровід ТАПІ

Туркменистан, один із найбільших у світі постачальників газу, на початку грудня 2015 р. розпочне будівництво газопроводу Туркменистан–Афганістан–Пакистан–Індія (ТАПІ) вартістю 10 млрд доларів США, повідомило агентству Рейтер джерело в уряді.

За матеріалом <http://www.vestifinance.ru/articles/62391>

© Л.Т. Гораль

д-р екон. наук

І. Б. Запухляк

канд. екон. наук

Інститут економіки та управління

в нафтогазовому комплексі, ІФНТУНГ

Сучасні підходи до управління витратами вітчизняних газотранспортних підприємств

УДК 338.512:622.691.4

У статті досліджено напрями стратегічного управління витратами газотранспортних підприємств. Здійснено огляд та виявлено фактори формування витрат на транспортування природного газу. Обґрунтовано необхідність застосування сучасних підходів до управління витратами та проведено їх порівняння.

Ключові слова: витрати, управління витратами, газотранспортне підприємство, собівартість, газотранспортні послуги, стратегічний аналіз.

В статье исследованы направления стратегического управления расходами газотранспортных предприятий. Осуществлен обзор и обнаружены факторы формирования расходов на транспортировку газа. Обоснована необходимость применения современных подходов к управлению расходами и проведено их сравнение.

Ключевые слова: расходы, управление расходами, газотранспортное предприятие, себестоимость, газотранспортные услуги, стратегический анализ.

The article investigates the areas of strategic cost management in gas transmission enterprises. Natural gas transmission costing drivers are reviewed and defined. Necessity of application of the modern cost management approach is substantiated and the approaches compared.

Key words: costs, cost management, gas transmission enterprise, prime cost, gas transmission services, strategic analysis.

Функціонування газотранспортної системи України характеризується спадом активності та погіршенням техніко-економічних показників діяльності, зниженням ефективності використання ресурсного потенціалу, що потребує радикальних техніко-технологічних та організаційно-економічних змін. Така необхідність зумовлена як складними та малопрогнозованими змінами у зовнішньому середовищі, так і внутрішніми проблемами функціонування (високий рівень зносу лінійної частини магістральних газопроводів та обладнання компресорних станцій, значні витрати паливного газу, невідповідність системи управління газотранспортними підприємствами вимогам сьогодення тощо). Окрім того, транспортування природного газу супроводжується високим рівнем витрат (матеріальних, у т. ч. витрат на паливно-енергетичні ресурси, витрат на експлуатацію та ремонт обладнання, амортизаційних). Саме тому пошук напрямів покращення функціонування газотранспортних підприємств та виявлення джерел їх розвитку зводиться до стратегічного аналізу витрат, що потребує розробки нових чи удосконалення існуючих підходів, способів, методів, які дали б змогу ефективно здійснювати діяльність у поточному періоді та забезпечити розвиток у довгостроковій перспективі з оптимальними витратами.

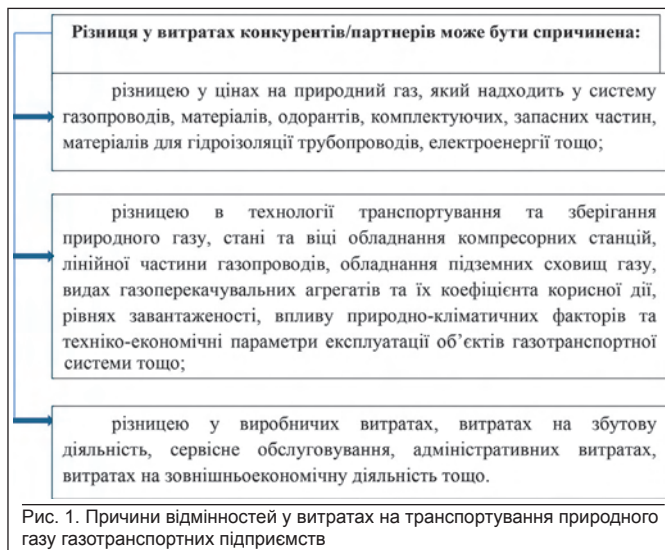
Дослідженню теоретичних та прикладних аспектів ефективності функціонування газотранспортних підприємств загалом та формуванню витрат зокрема присвячено праці М. Данилюка, О. Дзьоби, Л. Гораль, Є. Крижанівського, В. Мухіна, В. Петренка, М. Проданчука, Г. Соболя, І. Чукаєвої та ін.

Метою статті є визначення основних напрямів удосконалення управління витратами вітчизняних газотранспортних підприємств із урахуванням чинників зовнішнього середовища.

Поточна ситуація у газовій галузі України характеризується рядом негативних явищ і тенденцій, найбільш критичними з яких є:

- скорочення транзитних потоків російського природного газу через Україну, спричинене насамперед політичними мотивами та ціновою політикою. За песимістичним сценарієм Стратегії до 2030 року [1], транзит російського газу територією України може становити щорічно лише 30–40 млрд м³;
- залежність України від імпорту газу одного постачальника та невеликі обсяги диверсифікованих поставок природного газу;
- відставання розвитку вітчизняного газового ринку, а значить, і його конкурентоспроможності від активних процесів реформування світових газових ринків, насамперед у Європі;
- необхідність виконання зобов'язань України, що впливають із її членства в Енергетичному Співтоваристві та зафіксовані іншими міжнародними угодами;
- зростання цін на природний газ до європейського рівня, який робить неконкурентоспроможними галузі промисловості, що забезпечують більшу частину ВВП України;
- брак значних інвестиційних ресурсів, необхідних для реабілітації та модернізації вітчизняної ГТС та підземних сховищ газу.

Так, Енергетичною стратегією України на період до 2030 року у сфері транспортування природного газу визначено,



що, окрім виконання програми модернізації газотранспортної системи, спрямованої на підвищення надійності, важливим напрямком удосконалення роботи має бути підвищення операційної ефективності й відповідне зниження вартості транзиту для посилення конкурентних переваг газотранспортної системи [2].

У рамках Закону України «Про ринок природного газу» найважливішою складовою аналізу фінансово-економічного стану газотранспортного підприємства є економічне обґрунтування тарифів та дослідження витрат на транспортування природного газу стосовно найближчих конкурентів/партнерів та управліннь магістральних газопроводів.

Відмінності у витратах на транспортування природного газу можна умовно згрупувати у три блоки:

1. Різниця у цінах на природний газ, сировину, матеріали, комплектуючі тощо.
2. Різниця у технології транспортування та вплив природно-кліматичних чинників.
3. Різниця в інших витратах (рис. 1).

Дослідження складу та структури собівартості послуг із транспортування природного газу показало, що на сьогодні домінуючими є витрати на газ, який використовується на технологічні потреби, – майже 60 % від загальних витрат; витрати на електроенергію – майже 8 %; 15–20 % становлять інші витрати, низькими є амортизаційні відрахування – 5–7 %, витрати на оплату праці – 7–8 %. Тобто можна говорити про високий рівень енерговитратності транспортування природного газу, що потребує першочергових заходів із раціонального та енергоощадного споживання енергоресурсів. Загалом собівартість транспортування 1000 м³ газу впродовж останніх років стрімко зросла, тому виявлення передусім внутрішніх факторів формування витрат та управління ними є запорукою підвищення ефективності функціонування газотранспортних підприємств та виходом із кризової ситуації.

Зниження витрат підприємства за рахунок внутрішніх чинників може здійснюватися в таких напрямках:

- *продуктовий* (зміна обсягів виробництва, структури продукції, конструкцій і технічних характеристик виробів);
- *ресурсний* (зростання фондів, обіговості оборотних активів, продуктивності праці);

- *організаційний* (зміни в організації виробництва, удосконалення управління підприємством та його структурними підрозділами, скорочення витрат на адміністрування й інші фактори, що підвищують рівень організації виробництва);

- *технологічний* (упровадження інноваційної техніки і технології, автоматизація процесів виробництва й управління тощо).

У разі виникнення кризових явищ більшість підприємств використовує агресивну політику скорочення витрат (cost cleaning), яка здатна забезпечити швидкий ефект. За умов застосування цього методу вдаються до скорочення витрат на оплату праці (яке, як правило, пов'язане зі звільненням працівників), реалізації активів, що не використовуються у господарській діяльності, скорочення фінансування соціальних проектів. Але постійне використання цього методу управління витратами недоцільне, адже подальший розвиток підприємства в умовах обмеженості ресурсів є ускладненим [5].

Для виявлення напрямів скорочення витрат підприємством може бути застосовано і концепцію доданої вартості, згідно з якою витрати діляться на такі, що створюють цінність (а отже, їх наявність виправдана), і ті, що не створюють її. Останні розглядаються як найперспективніші щодо зниження витрат. Концепція ланцюжків цінності докорінно відрізняється від концепції доданої вартості, яка зосереджує увагу на процесах, що відбуваються всередині організації. Вона розглядає процес додавання вартості, починаючи від виплат постачальникам і кінчаючи отриманням коштів від покупців. З точки зору стратегічного управління витратами концепція доданої вартості має два суттєві недоліки: починається дуже пізно і закінчується надто рано. Початок аналізу витрат із моменту закупівлі не дає можливості використовувати в своїх інтересах зв'язки з постачальниками та умови їх роботи. Суттєву перевагу підприємство може отримати шляхом удосконалення роботи з постачальниками й одержання певних переваг по витратах. Для цього воно повинно: здійснити перехід на оптові закупівлі; укласти додаткові угоди щодо надання спеціальних знижок і встановлення спеціальних цін; проводити узгодження графіка поставки, що допоможе скоротити логістичні і складські витрати як підприємства, так і постачальника тощо. З іншого боку, підприємство може значно поліпшити свої конкурентні позиції, якщо зміцнить співпрацю з посередниками. Тут можливими варіантами дій можуть бути встановлення фіксованого рівня торгових націнок на продукцію; зменшення логістичних і складських витрат за рахунок скорочення ланковості товароруку, реалізації транзитом; забезпечення сервісного обслуговування тощо [5–7].

Вважаємо, що саме застосування аналізу ланцюга створення цінності, який можна розглядати як спосіб декомпозиції підприємства на стратегічно важливі операції та вивчення їх впливу на витрати і цінність, що створюється [8], є одним із важливих інструментів для визначення можливостей та шляхів зниження витрат на транспортування природного газу. Зокрема, ланцюг створення цінності, який виступає об'єктом стратегічного аналізу, є інструментом порівняльної оцінки цін (тарифів)/витрат підприємства та його основних конкурентів/партнерів, визначенні ефективності окремих видів діяльності підприємства та виявленні тих сфер, що потребують ретельного дослідження та постійної уваги. Особливого значення стратегічний аналіз набуває в умовах глобалізації економіки, оскільки на

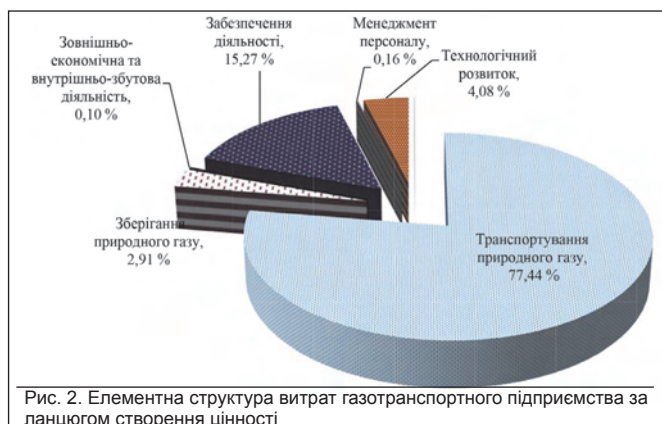


Рис. 2. Елементарна структура витрат газотранспортного підприємства за ланцюгом створення цінності

сьогодні недостатньо тільки здійснювати оперативне управління на основі фіксування фактів господарської діяльності, але й проводити стратегічний аналіз діяльності з урахуванням цілей на перспективу, враховуючи інформацію про головні чинники успіху в галузі, інновації в технологічних процесах, якість продукції (робіт, послуг), можливий вплив факторів нестабільного зовнішнього середовища на стратегію підприємства з метою оптимізації стратегії його розвитку та виявлення інтеграційних можливостей підприємства (доповнено авторами до джерела [9]).

Ланцюг створення цінності газотранспортного підприємства можна представити у вигляді первинної діяльності – зберігання та транспортування природного газу, зовнішньо-економічна та внутрішньо-збутова діяльність – та вторинної діяльності – менеджмент персоналу, забезпечення діяльності, інфраструктура підприємства, технологічний розвиток [10, с. 83]. На рис. 2 зображено структуру витрат газотранспортного підприємства за ланцюгом створення цінності.

Як бачимо, у структурі витрат газотранспортного підприємства за ланцюгом створення цінності домінують витрати на транспортування природного газу та його зберігання, проте практично не відбувається фінансування заходів із розвитку персоналу, практично відсутні витрати на формування/підтримку інфраструктури підприємства, технологічний розвиток, зовнішньо-економічну та внутрішньо-збутову діяльність тощо.

Висновки

Отже, саме застосування аналізу ланцюга створення цінності є одним із важливих інструментів для визначення можливостей та шляхів досягнення позитивних зрушень у роботі вітчизняної газотранспортної системи. Зокрема, досліджуючи поетапне формування витрат за ланцюгом створення цінності газотранспортних послуг, можна визначити ефективність окремих видів діяльності підприємства та виявити ті сфери, що потребують ретельного дослідження та постійної уваги.

Список використаних джерел

1. **Енергетична** стратегія України на період до 2030 р. [Електронний ресурс] / Розпорядженням Кабінету Міністрів України від 24.07.2013 №1071. – Режим доступу: <http://zakon4.rada.gov.ua/laws/show/n0002120-13/paran3#n3>.
2. **Франк Умбах**. Поточний статус і стратегічні перспективи нетрадиційного газу в Європі / Е-БЮЛЕТЕНЬ. – 2014. – № 2 (11). – (Серія: «Світовий досвід видобутку нетрадиційного газу для України: Економіка і Технології. Екологія і Регуляція. Дезінформація і маніпуляції»).
3. **Гелетука Г. Г.** Критичний аналіз основних положень «Енергетичної стратегії України на період до 2030 р. [Електронний ресурс] / Г.Г. Гелетука, Т.А. Железна, Г.М. Голубовська-Онисімова, А.Є. Конеченков. – Режим доступу: http://www.mama-86.org.ua/archive/files/critica_web.pdf.
4. **Крижанівський Є.І.** Техніко-економічні аспекти транспортування природного газу із морських родовищ / Є.І. Крижанівський, О.Г. Дзьоба, А.П. Джус, Ю.В. Міронов / Наук. вісник ІФНТУНГ. – 2013. – Вип. 2(35). – С. 7–15.
5. **Григорова В.** Сучасні підходи до управління витратами поліграфічних підприємств / В. Григорова / НАУКОВІ ЗАПИСКИ. – 2008. – № 1 (13). – С. 178–182.
6. **Соболь Г. О.** Стратегічне управління витратами діяльності в умовах економічної невизначеності [Електронний ресурс] / Г.О. Соболь. – Режим доступу: <http://dspace.uccu.org.ua>.
7. **Соболь Г.О.** Діагностика системи стратегічного управління витратами підприємства / Г.О. Соболь // Науковий вісник Ужгородського університету. Спец. вип. 29: Удосконалення обліку, аналізу, аудиту і звітності в сучасних умовах глобалізаційних процесів у світовій економіці, ч. 2. – 2010. – С. 119–123. – (Сер. Економіка).
8. **Шевчук Н.В.** Моделі конфігурації цінності підприємства [Електронний ресурс] / Н.В. Шевчук. – Режим доступу: http://kneu.edu.ua/userfiles/ecpidpr_th_pr_4/2/Shevchuk.rtf.
9. **Проданчук М.А.** Стратегічне управління витратами аграрних підприємств / М.А. Проданчук // Облік і фінанси. – 2012. – № 3. – С. 150–156. – Режим доступу: http://nbuv.gov.ua/j-pdf/Oif_apk_2012_3_31.pdf.
10. **Запухляк І.Б.** Сутність та необхідність дослідження ланцюга цінності послуг підприємств з транспортування природного газу / І.Б. Запухляк, І.С. Стефанишин // Мат. міжнар. наук.-практ. конференції «Пошук ефективних механізмів промислового розвитку в контексті сучасної економічної теорії», 24–25 квітня 2015 р. – К., 2015. – С. 81–84.

НОВИНИ

Національна акціонерна компанія «Нафтогаз України» оприлюднила річний звіт групи за 2014 рік, включно з консолідованою фінансовою звітністю, незалежний аудит якої провела аудиторська компанія Deloitte. Звіт розміщено за цим посиланням: <http://www.naftogaz.com/files/Zvity/Naftogaz%20Annual%20Report%202014.pdf>

Національна акціонерна компанія «Нафтогаз України» опублікувала перевірену аудиторами фінансову звітність компанії як окремої юридичної особи (не консолідовану) за 6 місяців 2015 року. Документ розміщено за цим посиланням: http://www.naftogaz.com/files/Zvity/Naftogaz_FS_30_06_15_ukr.pdf

© Я.С. Витвицький

д-р екон. наук
ІФНТУНГВолатильність
світових цін на нафту

УДК 330.14:(622.323)

У статті здійснено аналіз волатильності світових цін на нафту з метою встановлення статистичних характеристик їх розподілу, закономірностей мінливості у певні історичні періоди для практичного використання встановлених статистичних характеристик під час прогнозування цін на нафту, інвестиційного аналізу та вартісної оцінки запасів та ресурсів нафтових родовищ.

Ключові слова: світові ціни на нафту, закони розподілу, статистичні характеристики, ціноутворюючі фактори, волатильність, дисперсія, стандартне відхилення, прогнозування цін на нафту.

В статье осуществлен анализ волатильности мировых цен на нефть с целью установления статистических характеристик их распределения, закономерностей изменчивости в определенные исторические периоды для практического использования установленных статистических характеристик при прогнозировании цен на нефть, инвестиционном анализе и стоимостной оценке запасов и ресурсов нефтяных месторождений.

Ключевые слова: мировые цены на нефть, законы распределения, статистические характеристики, ценообразующие факторы, волатильность, дисперсия, стандартное отклонение, прогнозирование цен на нефть.

The article deals with the analysis of volatility of the world oil prices in order to determine the statistic characteristics of its distribution, the regularities of variability in certain historic periods, the aim thereof being practical use of the determined statistic characteristics in oil prices forecast, investment analysis and valuation of oil field reserves and resources.

Key words: world oil prices, distribution laws, statistic characteristics, pricing factors, volatility, dispersion, standard deviation, oil prices forecast.

В умовах глобалізації світові ціни на нафту перетворилися на один із важливих економічних факторів, що виявляють безпосередній вплив на товарні і фінансові ринки, національні бюджетні системи і світову економіку загалом. Важливим є прогнозування і врахування волатильності цін на нафту під час розроблення державних бюджетів, обґрунтування інвестиційних проєктів, економічного оцінювання запасів родовищ нафти у надрах.

У працях [1–6] запропоновано різні підходи до прогнозування і встановлення волатильності цін на нафту. Однак, як відомо, світові ціни на нафту змінюються під впливом багатьох факторів, а тому доцільним є застосування статистичних методів під час їх аналізу та прогнозування.

Метою статті є аналіз волатильності світових цін нафти для встановлення статистичних характеристик розподілу цін, закономірностей їх мінливості у певні історичні періоди, прогнозування світових цін нафти на найближчий час для практичного використання встановлених статистичних характеристик під час інвестиційного аналізу та вартісної оцінки запасів та ресурсів нафтових родовищ.

Проведено аналіз величини та індексів коливання цін нафти марки Brent у доларах за 1 барель на світових ринках у період 1861–2015 рр. за даними інтернет-ресурсів [7, 8] (рис. 1). У цих джерелах інформації ціни нафти приведені до сучасного рівня, що дає змогу здійснювати їх порівняння.

Марку нафти Brent Crude Oil обрано для здійснення аналізу тому, що це еталонна марка нафти, яку ви-

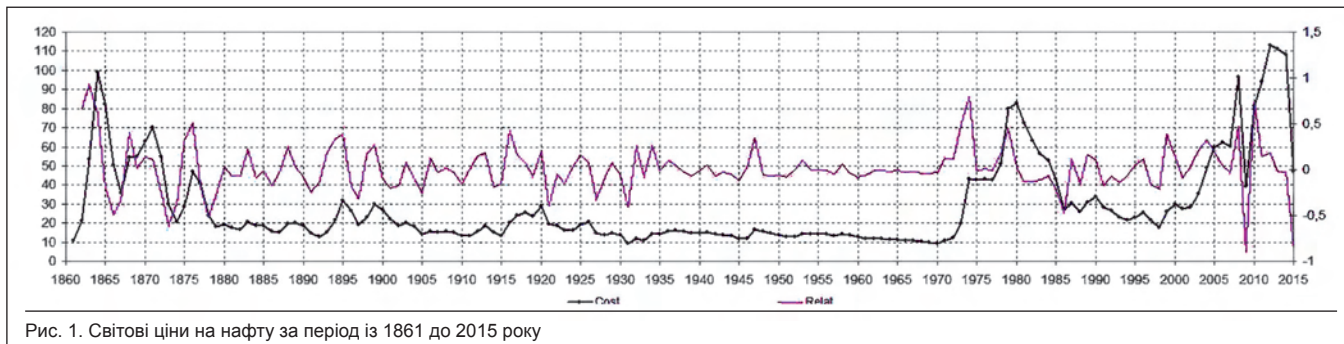
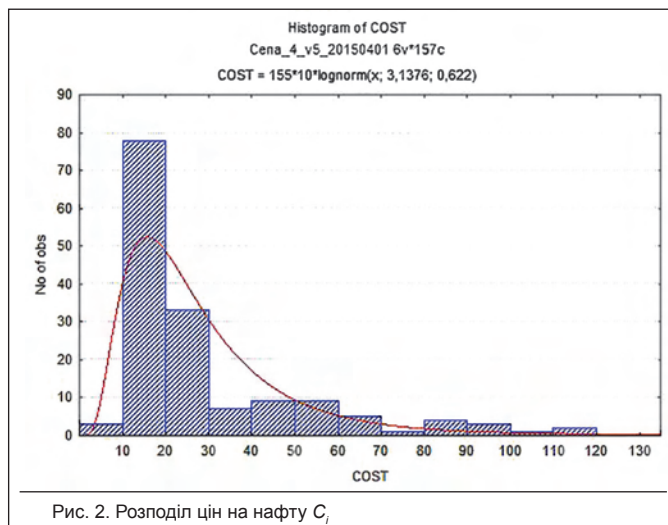
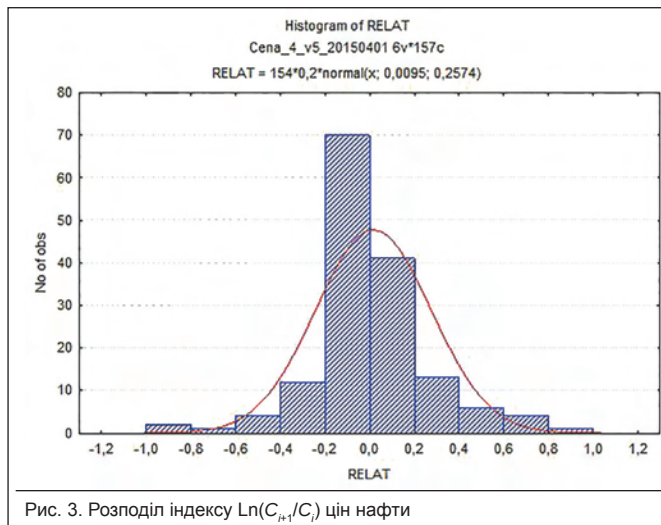


Рис. 1. Світові ціни на нафту за період із 1861 до 2015 року

Рис. 2. Розподіл цін на нафту C_i Рис. 3. Розподіл індексу $\ln(C_{i+1}/C_i)$ цін нафти

добувають у Північному морі. Своєю назвою ця марка нафти зобов'язана однойменному родовищу у Північному морі, що було відкрите 1970 року. Brent є світовим еталоном нафти, оскільки її якість, властивості і склад є найбільш оптимальними з точки зору переробки і виробництва нафтопродуктів, зокрема бензину і дистилатів. Її густина становить 38°API , вміст сірки – 0,2–1 %. Тому ціна нафти Brent є основою для ціноутворення близько 40 % усіх світових сортів нафти. Чим гірша нафта, тобто чим далі вона відрізняється за своєю якістю, властивостями і складом від еталона Brent, тим менша її ціна. Основну масу нафти сорту Brent споживають у Західній Європі. Ф'ючерс на цей сорт нафти торгується на британській біржі ICE (International Continental Exchange).

На першому етапі аналізу необхідно було встановити, яким законам розподілу підпорядковується мінливість світових цін на нафту. З цією метою було побудовано гістограму розподілу цін (рис. 2).

Характер цього розподілу показує, що він підпорядкований чітко вираженому логнормальному закону. Тому на наступному етапі аналізу було побудовано розподіл натуральних логарифмів індексу цін на нафту (рис. 3), а у табл. 1 наведено статистичні характеристики цього розподілу.

Як видно з рис. 3, розподіл натуральних логарифмів індексу цін на нафту вже підпорядковується нормальному закону.

Якщо поглянути на рис. 1, то навіть візуально помітно, що ціни на нафту у певні періоди були відносно стабільними, а часом мали значні збурення. Тому було здійснено спектральний аналіз динаміки цін на нафту (рис. 4).

За результатами спектрального аналізу встановлено, що ціни на нафту отримують пуассонівські шоки з пері-

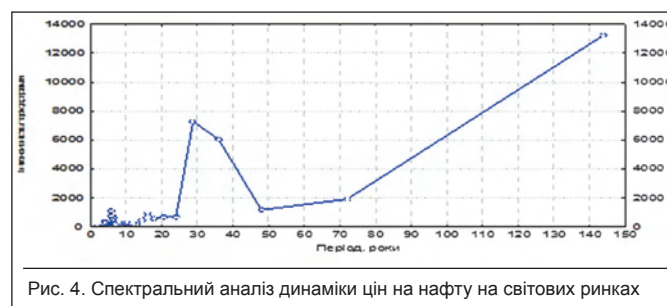


Рис. 4. Спектральний аналіз динаміки цін на нафту на світових ринках

одичністю близько 25–30 років. Пуассонівськими шоками вважалися відхилення цін, які перевищували 35 дол. США за барель. Також на спектрограми помітні менш значні збурення цін із періодами 5–6 років.

Загалом необхідно зазначити, що коливання цін на нафту пов'язані, крім історичних подій, – по-перше, з циклами сонячної активності періодом у 11 років; по-друге, з більш довготривалими циклами економічної активності 25–35 років, так званими хвилями Кузнеця–Еліота [9]. Доцільно коротко описати основні історичні періоди змін цін нафти, які чітко простежуються на рис. 1.

Перший історичний період із 1861–1878 р.р. – це час бурхливого становлення нафтової промисловості, коли нафту було запропоновано використовувати як альтернативне джерело світла замість низькосортного гасу, який виробляли із вугілля, а отже, стало можливим збільшення тривалості робочого дня.

Значна волатильність коливань цін на нафту у цей час пояснюється історичними подіями у США (Громадянська війна 1861–1865 рр.) та інноваційними на той час відкриттями, що спричинили до значного зростання попиту на нафту. З іншого боку, саме тоді Едвін Дрейк зробив значні відкриття нових джерел видобування нафти у Пенсільванії для покриття її дефіциту, а Джордж Біссел запропонував інноваційні підходи, вирішивши використовувати нафту не для лікування, а для освітлення міст та приміщень. Саме

Таблиця 1
Видобування нафти у Пенсільванії для покриття її дефіциту, а Джордж Біссел запропонував інноваційні підходи, вирішивши використовувати нафту не для лікування, а для освітлення міст та приміщень. Саме

Статистичні характеристики розподілу цін на нафту

Параметр	Обсяг вибірки	Середнє значення	Медіана	Мінімальне значення	Максимальне значення	Стандартне відхилення	Дисперсія
Ціна C_i	155	28,75225	19,26646	9,1360	112,9200	22,67656	514,22654
$\ln(C_{i+1}/C_i)$	154	0,00950	-0,01542	-0,902453	0,9302	0,25741	0,06626

ініціативність, креативність і настирливість цих двох чоловіків поклали початок бурхливій нафтовій епосі – часу винахідництва і новацій, вигідних угод і обманів, набутих і втрачених багатств, важкої і виснажливої праці, гірких розчарувань та неймовірного зростання, який тепер називають нафтовою ерою [10].

Потрібно зазначити, що ще задовго до підприємницького осяяння Д. Біссела ідею побутового і промислового використання нафти вперше було запропоновано і запроваджено в Галичині. У 1859 році тут вже функціонувала повноцінна нафтова промисловість, а обсяг видобутої сирової нафти у цей час сягав 36 тис. барелів. Місцеві робітники вручну копали криниці, із яких відрами черпали нафту та відвозили її бочками на переробку. Поштовхом для швидкого збільшення видобутку нафти послужив винахід львівським бляхарем Братковським та аптекарем Лукасевичем газової лампи, і тому вже 1870 року видобуток нафти у Бориславі досяг 10 600 т [11, с. 6].

За період із 1879–1893 рр. ціни на нафту стабілізувалися унаслідок зрівноваження попиту і пропозиції, і їх волатильність була незначною. У цей час ціни на нафту підтримувалися на приблизно одному рівні фірмою «Стандарт ойл компанії» Рокфеллера, яка контролювала 90 % нафтопереробних потужностей і ринку нафтопродуктів у США і 78 % світового ринку [10].

Ситуація змінилася після винаходу двигунів внутрішнього згорання та появи автомобілів. У 1894–1900 рр. спостерігається зростання цін на нафту, оскільки, окрім бензину, почав розвиватися ринок мазуту для котелень на промислових підприємствах та двигунів внутрішнього згорання, які встановлювали на поїздах і кораблях [10].

У період 1901–1915 рр. знову сталося падіння цін нафти у зв'язку зі зростанням обсягів її видобутку в Росії, Галичині, на Суматрі, в Ірані, а також уповільненням економічного росту через революційні події 1905 р. у Росії (нафтові родовища Баку у вогні) і Першу світову війну.

Кінець Першої світової війни і зростання попиту на нафту знову призвели до зростання її цін у період 1918–1927 рр.

Період 1928–1973 рр. був унікальним і характеризувався мінімальними волатильністю і цінами на нафту на рівні 2,5–3,5 дол. США/барель. Це було обумовлено такими причинами: по-перше, монопольним ціноутворенням на ринку світової нафти; по-друге, нарощуванням видобування «дешевої нафти» у країнах Близького і Середнього Сходу.

Монопольні ціни на нафту встановлював спочатку картель «Сім сестер», а потім ОПЕК. 1928 р. у Шотландії підписано відому у нафтових колах Ачнакарську угоду, якою було сформовано Міжнародний картель нафтових компаній (МНК), що отримав широковідому назву «Сім сестер» (американські Exxon, Gulf Oil, Mobil, Chevron, Texasco, англійська British Petroleum, англо-голландська Royal Dutch Shell). Саме ці компанії контролювали нафтовий ринок у 30–60 рр. минулого століття. Ачнакарською угодою було створено неконкурентний, монопольний ринок фізичної нафти з трансфертним ціноутворенням у рамках довготривалих (до 99 років) концесійних угод із країнами, що розвивалися. Також було встановлено так звану однобазову систему цін у міжнародній торгівлі за принципом «витрати плюс». Цей принцип передбачав прямий підрахунок рівня цін на

нафту шляхом сумування усіх витрат – від її видобування (гирла свердловини) до кінцевого споживача, включаючи і транспортні витрати [12].

Картель «Сім сестер» установлював закупівельні ціни на нафту і потім перепродавав її власним дочірнім компаніям, але вже за світовими цінами, виходячи з припущення, що вся нафта видобувається у США і транспортується із портів Мексиканської затоки. Тому на початку минулого століття компанії МНК приступили до широкомасштабного освоєння дешевих ресурсів нафти Близького і Середнього Сходу (до рубежу 1960–70-х рр. витрати на розвідку і видобування нафти на родовищах цього нафтогазоносного регіону невпинно знижувалися) і, постачаючи звідти нафту у основні світові центри споживання у Західній Європі і Японії, отримували надприбутки двічі, оскільки розмір роялті, що сплачувався країнам-власникам родовищ країн Близького і Середнього Сходу, був сміхотворним і, окрім цього, споживачі оплачували ще й значні транспортні витрати [12].

У 1960 році виникла Організація країн-експортерів нафти (ОПЕК), яка стала товарною асоціацією суверенних нафтовидобувних країн, що отримали незалежність. Для регулювання цін на нафту на світовому ринку ОПЕК застосувала характерний для картелів метод квотування, тобто встановлення для кожної країни-учасника індивідуального максимального обсягу видобування нафти [13].

Ситуація на світовому ринку нафти різко змінилася після жовтня 1973 року, коли розпочалася єгипетсько-ізраїльська «війна судного дня». У цей період арабські країни-члени організації ОПЕК оголосили ембарго країнам, які підтримували Ізраїль, і різко зменшили поставки до основних країн-нафтоспоживачів. У період 1973–1985 рр. ціна нафти здійснила два стрибки (пуассонівські шоки) практично удвічі (1974, 1980). У цей період арабські країни-члени ОПЕК отримували найбільші доходи від продажу нафти (максимум припав на 1981 р.), частка ОПЕК у світовому видобуванні нафти досягла найвищого рівня. Різке зростання цін на нафту призвело до того, що промислово розвинені країни обрали стратегічний курс на енергозбереження і розроблення енергоощадних технологій і, як наслідок, у розвинутих країнах знизилася споживання нафти на одиницю ВВП [13]. Також високі ціни на нафту стимулювали пошуки і розвідку родовищ нафти за межами країн-членів ОПЕК. Все це призвело до падіння цін на нафту 1986 року до рівня 26 доларів США/барель.

Період 1986–2003 рр. характеризується відносно незначною волатильністю світових цін нафти. У 90-ті роки найважливішим фактором, що впливав на такий характер волатильності цін нафти, стало прийняття країнами ОПЕК концепції «коридору цін». Оптимальний рівень цінового коридору (22–28 дол. США/барель) підтримувався протягом достатньо довгого періоду механізмом квот для країн-членів ОПЕК, які у цей час поставляли майже 40 % нафти на світовий ринок [13]. Цей період є четвертим етапом у формуванні ринку нафти, адже саме 1986 року почалося біржове ціноутворення і виникли спеціалізовані нафтові біржі. Сформувалися світові інститути фінансового ринку вторинних цінних паперів (ф'ючерси, форварди, опціони, свопи), і нафта із матеріального товару трансформувалася у глобальний фінансовий актив [12].

Період 2004–2014 рр. позначився черговим стрибком цін на нафту. Спричинила його війна США в Іраку, яка роз-

почалася 2003 року. Також початок XXI ст. характеризується збільшенням попиту на нафту з боку Китаю та Індії у зв'язку зі стрімким зростанням їх економік. Окрім цього, у США та Китаї було оголошено програми формування стратегічних запасів нафти, що ще більше порушило баланс попиту і пропозиції. Ці очікування були підсилені і розкручуванням зростаючої спіралі цін на ринках паперової нафти, і тому ціна тривалий період трималася на високому рівні, що досягнув історичного максимуму 147 дол. США/барель у липні 2008 року [12]. Правда, 2009 року ціна на нафту на світовому ринку різко впала до 39 дол. США/барель через світову економічну кризу, що розпочалася 2008 року. Однак уже 2010 року вона знову піднялася до 81 доларів/барель, а упродовж 2011–2014 рр. трималася на рівні понад 100 дол. США/барель. Відсутність цінової волатильності останніми роками була наслідком не якихось об'єктивних факторів, а результатом цілеспрямованої політики Саудівської Аравії, яка коригувала обсяги видобутку нафти залежно від змін обсягів пропозиції з боку інших експортерів [14].

3 липня 2014 рр. розпочався сучасний період розвитку ринку нафти, який характеризується черговим падінням цін на нафту, яке досягло мінімального значення 48,5

дол. США/барель у січні 2015 року. Це обумовлено такими основними причинами: по-перше, зниженням темпів світового економічного зростання; по-друге, зростанням за останні 5 років на 75 % обсягів видобування у США, в основному, сланцевої нафти [4].

Отже, як бачимо, волатильність цін на нафту має чітко виражений коливальний характер, пов'язаний із дією численних економічних, політичних, природних і ринкових факторів. Як показує практика, прогнозування цін на нафту є складним та наближеним, і, зі слів керівника однієї великої нафтової компанії, «всі прогнози цін нафти подібні один до одного тим, що вони всі неправильні» [13]. Тому, як уже зазначалося вище, для встановлення закономірностей змін цін на нафту доцільним є застосування саме статистичних методів.

З цієї метою нами було здійснено більш детальне вивчення статистичних параметрів розподілу цін нафти. Досліджені окремо закони розподілу спекулятивних коливань (рис. 5 та 6; табл. 2) та пуассонівських шоків цін на нафту (рис. 7 та 8; табл. 3). Як вже зазначалося вище, пуассонівськими шоками вважалися відхилення цін, які перевищували 35 дол. США за барель.

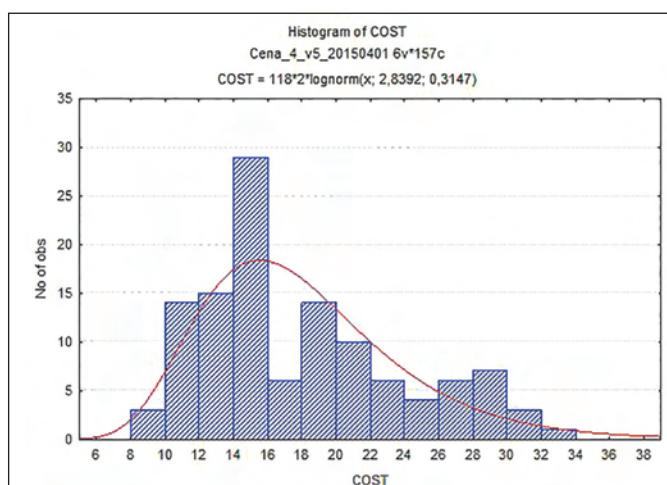


Рис. 5. Розподіл спекулятивних коливань цін нафти C_t

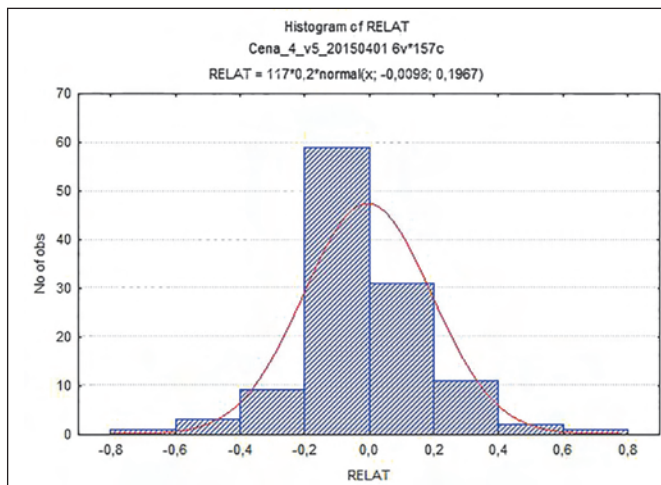


Рис. 6. Розподіл спекулятивних коливань $\ln(C_{t+1}/C_t)$ цін нафти

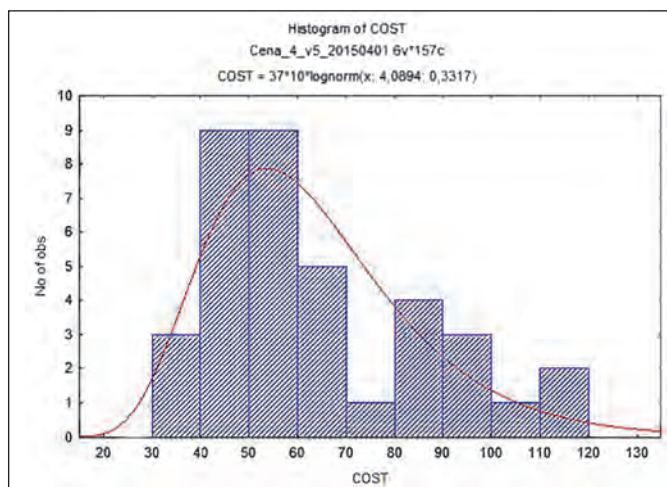


Рис. 7. Розподіл пуассонівських шоків цін нафти C_t

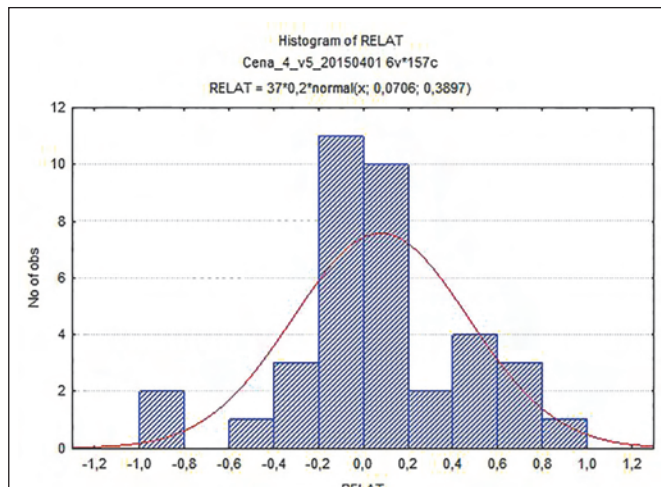


Рис. 8. Розподіл пуассонівських шоків $\ln(C_{t+1}/C_t)$ цін нафти

Статистичні характеристики спекулятивних коливань цін на нафту

Параметр	Обсяг вибірки	Середнє значення	Медіана	Мінімальне значення	Максимальне значення	Стандартне відхилення	Дисперсія
Ціна C_t	118	17,97972	15,87023	9,135960	33,94967	5,883978	34,62119
$\ln(C_{t+1}/C_t)$	117	-0,00983	-0,02668	-0,612581	0,65935	0,196728	0,03870

Статистичні характеристики пуассонівських шоків цін на нафту

Параметр	Обсяг вибірки	Середнє значення	Медіана	Мінімальне значення	Максимальне значення	Стандартне відхилення	Дисперсія
Ціна C_t	37	63,10788	55,00036	35,25995	112,9200	22,22060	493,75495
$\ln(C_{t+1}/C_t)$	37	0,07065	0,01602	-0,90245	0,9302	0,38966	0,15183

Статистичні характеристики цін нафти такі:

для спекулятивних коливань: дисперсія – 0,0387, стандартне відхилення – 0,1967 (за даними, наведеними А. Дамодараном [1], дисперсія цін на нафту становить 0,03);

для пуассоновських шоків: дисперсія – 0,1518, стандартне відхилення – 0,3897. Середньозважені за досліджуваний період значення волатильності цін такі: дисперсія – 0,0659; стандартне відхилення – 0,243.

Висновки

Дослідження волатильності цін на нафту за тривалий період показує, що ціни на нафту останнім часом пока-

Таблиця 2

зують стрімке зростання із періодом 25–30 років, але повертаються до відносно стабільного середнього рівня, зберігаючи підвищувальний тренд у зв'язку зі зростанням

Таблиця 3

дефіцитності запасів нафти і передусім через вичерпання ресурсів дешевої нафти. Зважаючи на встановлений характер волатильності цін на нафту протягом тривалого історично-

го періоду, можемо припустити, що найближчим часом, принаймні до 2020 року, ціни на нафту на світових ринках будуть відносно стабільними і коливатимуться у діапазоні 40–70 дол. США за 1 барель.

Застосовуючи метод реальних опціонів у практиці інвестиційного аналізу та економічної оцінки ресурсів нафтових родовищ, середньозважені за період величини волатильності цін на нафту потрібно використовувати для періодів розробки нафтових родовищ, більших за 25 років. Для проектних періодів розробки нафтових родовищ, менших за 25 років, доцільно застосовувати волатильність цін нафти, отриману для спекулятивних коливань цін.

Список використаних джерел

1. Дамодаран А. Инвестиционная оценка: Инструменты и методы оценки любых активов. Пер. с англ. / А. Дамодаран. – М.: Альбина Бизнес Букс, 2005. – 1341 с. – 2-е изд., исп.
2. Chalmers P. Pétrole cher: une chance pour la planète / Philippe Chalmers // Article publié initialement dans la revue «Politique internationale», n°109, automne, 2005.
3. Пухов С. Мировой рынок нефти – тенденции и перспективы [Електронний ресурс] / С. Пухов. – Режим доступу: <http://www.vedi.ru/macro/3306.html>.
4. Брукс К. Почему нефть утрачивает былое величие: специальный отчет, апрель 2015 [Електронний ресурс] / К. Брукс, М. Веллер // Режим доступу: http://www.forex.com/ru/special_report_oil_ru.pdf.
5. Витвицький Я.С. Економічна оцінка гірничого капіталу нафтогазових компаній: монографія / Я.С. Витвицький. – Івано-Франківськ: ІФН-ТУНГ, 2007. – 431 с.
6. Башмаков И. Цены на нефть: пределы роста и глубины падения: Електронний ресурс. – Режим доступу: http://www.cenef.ru/file/oil_price_limits.pdf.
7. Зміни цін на нафту за період з 1861 до 2006 рр.. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: http://upload.wikimedia.org/wikipedia/en/4/42/Oil_Prices_1861_2006.jpg.
8. Динамика мировых цен на нефть за период 2006–2015 гг. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://www.google.com.ua/search>.
9. Бушуев В.В. Цены на нефть: анализ, тенденции, прогноз / В.В. Бушуев, А.А. Конопляник, Я.М. Миркин. – М.: ИД «Энергия», 2013. – 344 с.
10. Ергин Д. Добыча. Всемирная история борьбы за нефть, деньги и власть. Пер. с англ. / Д. Ергин. – М.: Альпина Паблишер, 2014. – 944 с.
11. Нафтовий комплекс Прикарпаття: упорядник Й.М. Гах. – К.: «Наукова думка», 1994. – 200 с.
12. Конопляник А.А. Нефть: эволюция механизма ценообразования / А.А. Конопляник: [Електронний ресурс]. – Режим доступу: http://www.konoplyanik.ru/publications/articles/524_Neft_evolyuciya_mexanizma_cenoobrazovaniya.pdf.
13. Брагинский О.Б. Цены на нефть: история, прогноз, влияние на экономику [Електронний ресурс] / О.Б. Брагинский. – Режим доступу: <http://www.chem.msu.ru/rus/jvho/2008-6/25.pdf>.
14. Прогноз цены на нефть: ближайшие перспективы: [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://easyfinance.ru/my/wikiwrapper>.

НОВИНИ

Новий метод допоможе заощадити понад 100 млрд л палива на рік

Дослідники з Фраунгофера розробили метод лазерної дуги, коли шари вуглецю, майже такі ж міцні, як алмаз, можуть наноситися в промислових масштабах із високою швидкістю і великою товщиною покриття.

Застосовуючи вуглецеві покриття на компонентах двигунів, зокрема на поршневих кільцях, можна знизити витрату палива. «Систематичне застосування нашого нового методу допоможе заощадити більше як 100 млрд літрів палива на рік протягом подальших десяти років», – заявив професор Андреас Лесон (Andreas Leson) з інституту матеріалів і технологій випромінювання Фраунгофера IWS у Дрездені.

Так, виробник автомобілів BMW інтенсивно працює над впровадженням у виробництво компонентів двигунів із покриттям Та-С для різних моделей транспортних засобів із метою скорочення споживання ними палива.

За матеріалами <http://www.fraunhofer.de/en/press/research-news/2015/June/diamond-like-coatings-save-fuel.html>

© Б.Й. Маєвський
д-р геол.-мінерал. наук
О.С. Паславський
ІФНТУНГ

Вплив тріщинуватості порід-колекторів на особливості нафтовилучення і заводнення нафтових покладів Долинського родовища

УДК 622.276.43+622.276.344

Статтю присвячено вивченню впливу промислово-геологічних факторів на процеси заводнення і нафтогазовилучення з продуктивних горизонтів Долинського нафтового родовища. На основі аналізу цих факторів у роботі доводиться наявність порово-тріщинуватих порід-колекторів у межах родовища та встановлено їх позитивний вплив на процеси заводнення і нафтогазовилучення в межах Долинського нафтового родовища за рахунок збільшення ємнісно-фільтраційних властивостей.

Ключові слова: буріння, керн, свердловина, тріщини, продуктивність, гідропровідність, порода-колектор.

Статья посвящена изучению влияния промыслово-геологических факторов на процессы заводнения и нефтегазоизвлечения из продуктивных горизонтов Долинского нефтяного месторождения. На основе анализа этих факторов в работе доказываются наличие порово-трещиноватых пород-коллекторов в пределах месторождения и установлено их положительное влияние на процессы заводнения и нефтегазоизвлечения в пределах Долинского нефтяного месторождения за счет увеличения емкостно-фильтрационных свойств.

Ключевые слова: бурение, керн, скважина, трещина, производительность, гидропроводимость, порода-колектор.

This article is devoted to studying the influence of the field and geological factors on the watering and oil-and-gas recovery processes at the pay horizons of the Dolyna oil field. Based on the analysis of these factors, the article proves the presence of porous-fractured reservoirs within the field and establishes their positive influence on the watering and oil-and-gas recovery processes within the Dolyna oil field through increase in the storage and filtration properties.

Key words: drilling, core, well, fractures, performance, hydraulic conductivity, reservoir rock.

Актуальним є питання визначення впливу промислово-геологічних факторів та уточнення типу порід-колекторів у межах Долинського нафтового родовища.

За промислово-геологічними даними, ознакою наявності порово-тріщинуватих порід-колекторів у нафтогазових родовищах є: поглинання бурового розчину в процесі буріння свердловин, невисокий процент виносу керна, високі коефіцієнти продуктивності окремих свердловин, добрий взаємозв'язок між пластами і свердловинами, нелінійність індикаторних діаграм за даними експлуатаційних та нагнітальних свердловин, значний коефіцієнт нафтовіддачі у режимі розчиненого газу, незначна величина залишкової газонасиченості під час витіснення нафти водою. Ці дані підтверджують наявність тріщин у продуктивних пластах Долинського нафтового родовища.

Мета дослідження – встановлення наявності тріщинуватості порід-колекторів за геолого-промисловими ознаками, а також їх вплив на гідродинамічні процеси, що виникають під час заводнення та нафтогазовилучення з продуктивних пластів Долинського нафтового родовища.

На гідродинамічні процеси, які виникають у ході розробки нафтових покладів, впливає багато факторів,

до яких передусім належать структура і властивості порід-колекторів (пористість, проникність, тріщинуватість та будова скелета порового середовища) та фізичні властивості рідин, що його насичують.

Тріщинуватість порід Долинського родовища вивчали багато науковців. Їх думки збігаються тільки у питанні визначення наявності тріщин, в основному, діагностичних і локальних, що є переривчастими і переважно не зникаються між собою. В оцінці впливу тріщин на ємнісно-фільтраційні властивості порід-колекторів думки дослідників розходяться: автори робіт [1, 2] вважають тріщини основними шляхами руху нафти і газу в нафтових пластах, у роботах авторів [3, 4] вказується на незначний їх вплив на проникність порід, а науковці [5–7] виділяють зони підвищеної тріщинуватості (флюїдопровідності) у межах окремих структур родовища, що пов'язані із зонами розвитку тектонічних порушень, а також згинів продуктивних горизонтів у склепінних частинах складок і розгладилися як основні шляхи перетоків флюїдів.

У процесі буріння свердловин Долинського нафтового родовища, розташованих на ділянках, які безпосередньо прилягають до тектонічних порушень і особливо до їх взаємопересічень, а також згинів продуктивних гори-

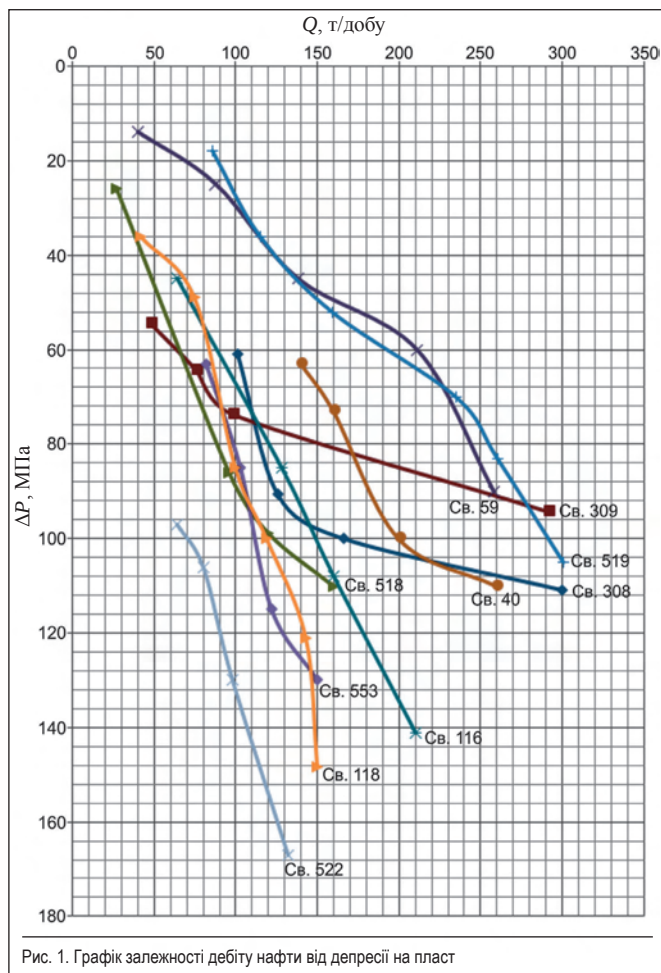


Рис. 1. Графік залежності дебіту нафти від депресії на пласт

зонтів у склепінних частинах складок, відбулося значне поглинання бурового розчину. Так, у св. 519 в інтервалі 2608–2633 м – 85 м³, а в св. 308 на глибині 2082 м було поглинуто понад 30 м³ глинистого розчину. Під час освоєння цих свердловин вільний дебіт нафти становив відповідно 410 та 457 т нафти за добу. У процесі буріння св. 259, під час розкриття вигодського покладу, відбулося поглинання глинистого розчину, що призвело до відкритого фонтанування зі значним об'ємом викиду нафти і газу.

Відбір керна є важливим параметром у процесі буріння свердловин. Однак відсоток виносу керна матеріалу під час буріння свердловин у межах Долинського родовища дуже низький і в середньому становить 27 % від запланованого відбору. За період із 1972 року колонковим долотом пробурено 870,4 м. Проходка з відбором керна із продуктивних горизонтів олігоцену та еоцену становить відповідно 153,4 та 674,2 м. Висвітленість керном продуктивних горизонтів бистрицько-вигодського покладу сягає 6,01 %, нафтонасичених інтервалів – 9,28 %, маньвсько-ямненського – 4,71 %, нафтонасичених пластів – 54,06 %.

Виніс керна в процесі буріння спостерігався переважно у зцементованих породах, оскільки найбільш тріщинуваті керни здебільшого розсипаються по тріщинах у ході відбору та підйому зразків керна. Тому визначені за даними

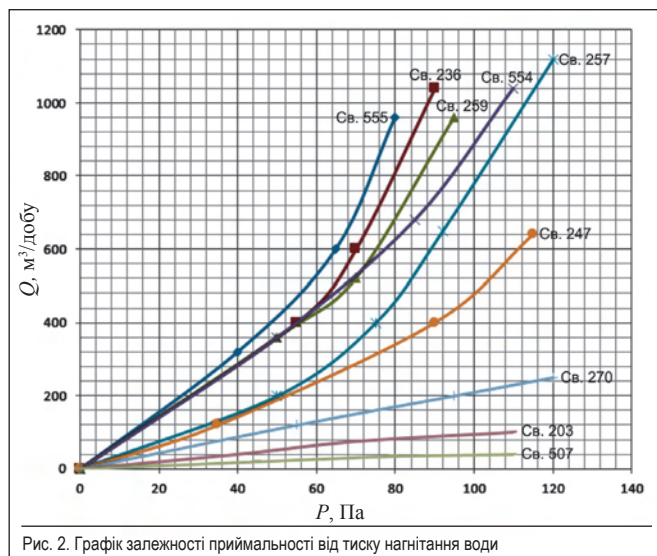


Рис. 2. Графік залежності приймальності від тиску нагнітання води

лабораторних досліджень кернавого матеріалу середньозважені величини параметрів колекторських властивостей нафтонасичених пластів значно занижені через низький відсоток відбору керна та неповний облік наявності в розрізі високопроникних порово-тріщинуватих пропластків, які визначають промислові припливи нафти.

Величина початкових дебітів нафти у процесі розробки родовищ залежить від режиму покладів та від розміщення свердловин за структурою за наявних величин проникності, товщини порово-тріщинуватих нафтонасичених пластів. Найбільш високі початкові дебіти нафти мали свердловини, розташовані в склепінних частинах покладів, які досягли 140–330 т/добу. Найнижчі початкові дебіти мали свердловини, пробурені в приконтурній зоні покладів, – 25–30 т/добу, за винятком св. 18, початковий дебіт нафти якої становить 110 т/добу. Зменшення початкових дебітів від склепіння до приконтурної зони зв'язано із зменшенням в цьому напрямку продуктивності покладів та впливу тріщинуватості порід-колекторів на роботу свердловин.

На думку С.І. Шагиніна, місця значних перегинів порід у склепінних складок є, відповідно, місцями з максимально розвинутою тріщинуватістю, і тому на таких ділянках структур тріщинуватість порід у декілька разів більша, ніж на крилах [9]. Фільтраційно-ємнісні властивості порід-колекторів по родовищах дуже низькі, але вищі, ніж визначені за даними аналізу кернів. Вони суттєво змінюються як по площі, так і по товщині розрізу. В середньому величина відношення проникності до пористості порід колекторів становить $3 \cdot 10^{-3}$ [2]. Промислові припливи нафти з порід із такими колекторськими властивостями можливі тільки у разі роботи свердловин із оптимальними (які не перевищують 7,5 МПа) депресіями на пласт та наявності тріщинуватості порід-колекторів.

Під час переходу розробки родовищ із пружного режиму на режим розчиненого газу відбувається зниження дебітів нафти та інтенсивне зростання газового фактора. На цей процес розвитку режиму розчиненого газу впливає структура порово-тріщинуватого середовища та фізичні параме-

Таблиця

Зміна продуктивності свердловини відносно значення газового фактора

№ свердловини	Початковий дебіт, т/добу	Г, м³/т	К _{пр} , т/добу МПа
309	291	220 1400 2500	3,54 1,98 0,8
308	300	200 900	3,3 0,5
116	216	160 381 980 1100	2,06 1,8 1,23 1,1
238	52	238 424 666	1,35 1,07 0,88

три флюїдів, що їх насичують. За таких умов проявляється характер швидкого збільшення фазової проникності газу разом із різким зниженням фазової проникності нафти.

Із таблиці видно, як залежно від зростання газового фактора знижується коефіцієнт продуктивності свердловин, тому по цих свердловинах вони знаходилися у межах $0,5\div 16$ т/добу МПа.

Проведені промислові дослідження нафтових свердловин на трьох, чотирьох режимах роботи та побудова індикаторних діаграм залежності дебіту нафти (Q) від депресії на пласт (ΔP) здебільшого непрямої лінійності. Із рис. 1 бачимо, як зі зростанням депресії на пласти дебіти рідини по свердловинах збільшуються неоднаково: залежності від коефіцієнта їх продуктивності. За даними дослідження нафтових свердловин методом відновлення висхідного тиску визначили значення гідропровідності, яке знаходиться в межах $3,5\div 91,4\cdot 10^{-11}$ м³/Па·с для менілітового поклада, $10\div 76,5\cdot 10^{-11}$ м³/Па·с для вигодсько-бистрицького поклада і $3\div 58\cdot 10^{-11}$ м³/Па·с для манявського поклада.

Потрібно зауважити, що свердловини з найвищою величиною гідропровідності розташовані в межах поклада в склепінних зонах структури, вони мали великі початкові дебіти нафти.

Наявність порово-тріщинного типу породи-колектора підтверджують дослідження нагнітальних свердловин по кривих відновлення тиску, оскільки відновлення тиску з переходом із одного режиму нагнітання на інший відбувається дуже швидко в тих свердловинах, у яких прямої лінійності залежності між витратою і тиском нагнітання порушується. Це нагнітальні свердловини з приймальністю понад 200 м³/добу води, по яких нахил індикаторних кривих нелінійний (рис. 2).

По нагнітальних св. 255–260, 263, 325, 554, 555 та інших протягом значного часу роботи відбувалося не зменшення, а збільшення коефіцієнтів приймальності привибійної зони та продуктивності свердловини (рис. 3). Гідропровідність, за даними досліджень нагнітальних свердловин менілітового поклада, змінюється від $2\div 70\cdot 10^{-11}$ м³/Па·с, для вигодсько-бистрицького поклада – $5\div 180\cdot 10^{-11}$ м³/Па·с і для манявського поклада – $4\div 65\cdot 10^{-11}$ м³/Па·с.

У ряді нагнітальних св. 555, 263, 259, 554, 257, 247 (див. рис. 2) зі збільшенням тиску нагнітання $6\div 15$ МПа

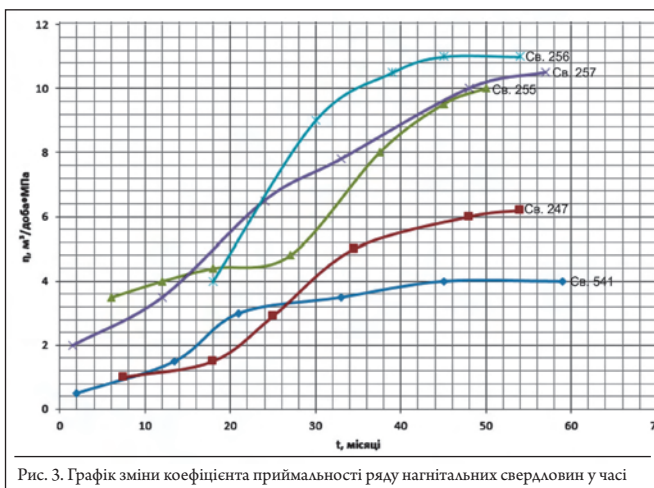


Рис. 3. Графік зміни коефіцієнта приймальності ряду нагнітальних свердловин у часі

коефіцієнт видобутку нафти зростає у декілька разів, що підтверджує тріщинуватість колектора в продуктивних пластах (проходить розкриття тріщин). Однак у нагнітальних св. 270, 203, 507 (див. рис. 2) із приймальністю менше 200 м³/добу води відбувається поступове зниження продуктивності, а форма індикаторних кривих лінійна. Це вказує на незначну тріщинну проникність нафтонасичених відкладів, розкритих свердловинами по площі родовищ, в яких при тиску нагнітання 15 МПа не відбувається розкриття тріщин у поглинаючих продуктивних пластах. Це підтверджується проведенням на цих свердловинах гідророзриву пластів, розкриття тріщин відбувається при тиску нагнітання 60–65 МПа.

Після обробки привибійних зон із метою збільшення приймальності нагнітальних свердловин (гідророзрив пласта, різноманітні кислотні обробки) не дали позитивних результатів при початковій приймальності свердловин до 40 м³/добу. Тому за рахунок цих методів досягти приймальності у 150–200 м³/добу води неможливо. Це вказує на те, що більша частина продуктивного розрізу цих свердловин представлена слабопроникними породами. У зв'язку з цим коефіцієнти продуктивності по нагнітальних свердловинах змінюються у широких діапазонах: по менілітовому покладі – $0,5\div 7$ м³/добу МПа, по вигодсько-бистрицькому покладі – $2\div 30$ м³/добу МПа та по манявському покладі – $2\div 23$ м³/добу МПа.

Для контролю за розміром приймальності продуктивними пластами по всіх нагнітальних свердловинах проводили термометричні дослідження та визначали профілі поглинання води глибинним витратоміром. Ці дослідження свідчать про те, що воду у всіх покладах приймають продуктивні пласти, потужність яких не перевищує 25 % від ефективної потужності продуктивних пластів, що була визначена за геофізичними даними. У менілітовому покладі нагнітальні свердловини приймають воду від одного до чотирьох пропластків із потужністю від 5 до 32 м. Тільки по св. 277, 506 потужність пластів, що приймають воду, відповідно дорівнює 46 та 48 м. Тому коефіцієнт нафтовіддачі по менілітовому покладі занижений, оскільки для підрахунку запасів нафти було взято середню ефективну нафтонасичену потужність пластів 40,1 м [2].

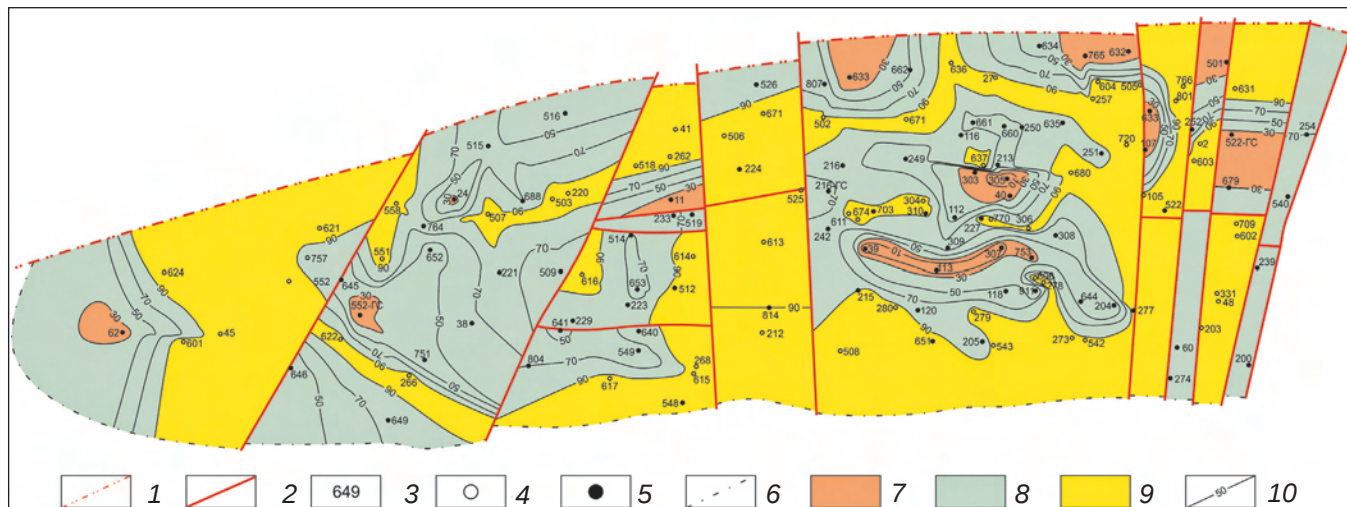


Рис. 4. Карта-схема відсоткового вмісту води в продукції видобувних свердловин менілітових відкладів Долинського родовища (склав О.С. Паславський із використанням матеріалів НГВУ «Долина нафтогаз»): 1 – лінія насуву; 2 – тектонічні порушення (за даними НГВУ «Долина нафтогаз»); 3 – номер свердловини; 4 – нагнітальні свердловини; 5 – видобувні свердловини; 6 – зовнішній контур нафтоносності; відсотковий вміст води: 7 – від 0 до 30 %, 8 – від 30 до 90 %, 9 – від 90 до 100 %; 10 – ізолінії відсоткового вмісту води в нафті

Промисловими ознаками наявності тріщинуватості порід у привибійній зоні є висока приймальність промислових вод за наявності в них значної кількості нафтопродуктів та механічних домішок. На практиці промислові стічні води, які нагнітають у нафтові поклади, не відповідають встановленим нормам (нафтопродукти $10\text{--}15 \cdot 10^{-3} \text{ кг/м}^3$, механічні домішки $20\text{--}30 \cdot 10^{-3} \text{ кг/м}^3$), що повинно негативно впливати на приймальність свердловин. Упродовж перших років роботи зниження приймальності та зростання вибійних пробок практично не спостерігалось. Закачування великих об'ємів води з механічними домішками від 46 до $250 \cdot 10^{-3} \text{ кг/м}^3$ при стійкій приймальності з високою продуктивністю свердловин можливе тільки за наявності в привибійній зоні розгалуженої системи тріщин. Для нагнітальних свердловин із приймальністю менше $200 \text{ м}^3/\text{добу}$ стічної води (особливо по менілітовому покладу), де розміри фільтраційних каналів колекторів відповідають розмірам до 5 мкм основної маси механічних домішок у воді, спричиняє утворення в привибійній зоні свердловин шару осаду та поступового затухання фільтрації в пластах від зміни проникності в часі. Тому роль тріщинуватості порід продуктивних пластів при низькій приймальності свердловин мінімальна. Однак приймальність нагнітальних свердловин еоценових покладів за 49 років поступово знижувалася. Наприклад, по св. 255, 257, 261, 554, 555 знизилася від $800\text{--}1050 \text{ м}^3/\text{добу}$ до $102, 15, 212, 208, 150 \text{ м}^3/\text{добу}$ відповідно. За цей час до кожної свердловини закачано від $3,7$ до $6,3$ млн м^3 стічних вод, за рахунок

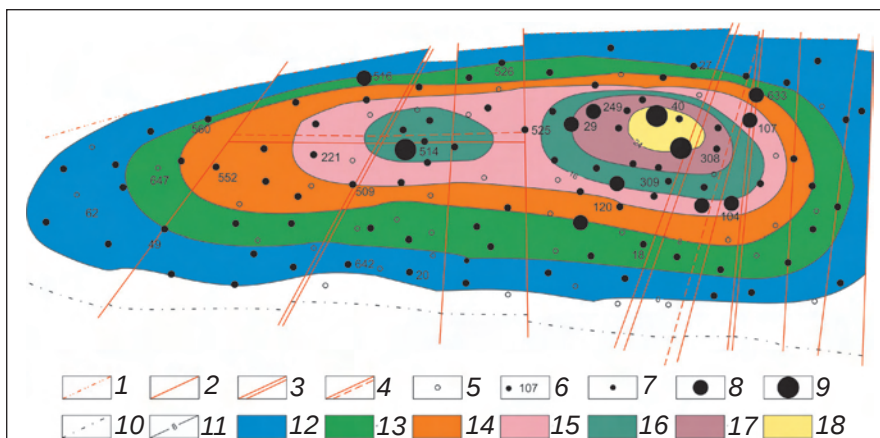


Рис. 5. Карта-схема інтегрального видобування нафти з менілітових відкладів Долинського родовища (склав М.І. Манюк): 1 – лінія насуву; 2 – тектонічні порушення (за даними НГВУ «Долина нафтогаз»); 3 – провідні тектонічні порушення (за даними В.С. Лесюка, 1973); 4 – тектонічні порушення (за даними М.І. Манюка, 1997); 5 – свердловини, в яких не отримано припливу нафти; 6 – номер свердловин, в яких отримано промисловий приплив нафти; накопичений видобуток нафти: 7 – $10\,000\text{--}100\,000 \text{ т}$, 8 – $100\,000\text{--}200\,000 \text{ т}$, 9 – понад $200\,000 \text{ т}$; 10 – зовнішній контур нафтоносності; 11 – ізолінії питомих відборів нафти, тис. т/га; питомий відбір нафти: 12 – від 0 до 4 тис. т/га ; 13 – від 4 до 8 тис. т/га ; 14 – від 8 до 12 тис. т/га ; 15 – від 12 до 16 тис. т/га ; 16 – від 16 до 20 тис. т/га ; 17 – від 20 до 24 тис. т/га ; 18 – понад 24 тис. т/га

чого в продуктивні пласти надійшли тисячі тонн механічних домішок. Профілактичні ремонти по цих свердловинах за час їх експлуатації не проводилися. Це ще раз вказує на наявність порово-тріщинуватого колектора в зонах розташування цих свердловин [2].

Доцільно показати як приклад вплив тріщинуватості порід продуктивних менілітових пластів на процес заводнення Долинського нафтового родовища. З рис. 4 видно, що заводнення менілітових продуктивних пластів у межах родовища проходить неоднорідно. Найбільш заводнені зони покладу знаходяться в районах поширення тектонічних порушень, тобто в зонах поширення тектонічної тріщинуватості, і практично збігаються із зонами максимальної продуктивності видобув-

них свердловин та високої приймальності нагнітальних свердловин, що знаходяться в склепінних частинах складки (рис. 5). Як приклад можна привести св. 27, яку пробурено в зоні склепіння менілітового покладу і введено в експлуатацію в січні 1955 року з дебітом 250 т/добу нафти. На час переведення її під нагнітання води з неї було видобуто 100,2 тис. т нафти. Початкова приймальність становить 470 м³/добу води при тиску нагнітання 12 МПа. Згідно з термометричним дослідженням, воду приймає клівський пісковик в інтервалі 2060–2090 м у кількості 420 м³/добу.

За даними [2], під час буріння св. 27 із розрізу клівського пісковику піднято kern, який представлений світло-сірим середньозернистим тріщинуватим пісковиком із пористістю 15,8 %, проникністю 100·10⁻³ мкм². За 50 років до свердловини закачано 1084,5 тис. м³ стічної води. Приймальність свердловини в грудні 2011 року становила 72 м³/добу води при тиску нагнітання 15 МПа. Потрібно визнати, що за увесь період експлуатації як нафтової, так і нагнітальної свердловини на ній майже не проводилися ремонтні роботи. Пояснити довгострокову приймальність св. 27 стічної води можливо тільки наявністю розгалуженої сітки тріщин у заводнених пластах. Таким чином, при-

ймальність свердловин вказує на наявність порово-тріщинуватих порід-колекторів.

Висновки

Поглинання бурового розчину в процесі буріння свердловин, невисокий процент виносу керна, високі коефіцієнти продуктивності свердловин, добрий взаємозв'язок між пластами і свердловинами, нелінійність індикаторних діаграм за даними експлуатаційних та нагнітальних свердловин, значний коефіцієнт нафтовіддачі у режимі розчиненого газу тощо підтверджують наявність порово-тріщинуватих порід-колекторів у менілітових відкладах Долинського нафтового родовища.

Висока продуктивність видобувних та приймальність нагнітальних свердловин можуть свідчити про те, що в склепінних частинах менілітового покладу і ділянках, що знаходяться неподалік від тектонічних порушень, є зони покращених емнісно-фільтраційних властивостей порід-колекторів.

Наявність порово-тріщинуватих колекторів має значний вплив як на характер заводнення продуктивних горизонтів, так і на видобуток нафти та газу під час розробки менілітового покладу Долинського нафтового родовища.

Список використаних джерел

1. **Бортницкая В.М.** Сравнительная оценка методов определения коллекторских свойств трещиноватых пород Прикарпатья по кернам / В.М. Бортницкая // Труды II Всесоюзного совещания по трещиноватым коллекторам нефти и газа. – М: Недра, 1965. – С. 267–270.
2. **Характеристика** коллекторов Долинского, Битковского и Бориславского нефтяных месторождений // Отчёт ЦНИЛ; руководитель темы Л.К. Гурьба. – Борислав, 1957. – 57 с.
3. **Мончак Л.С.** Коллекторские свойства олигоценых и эоценовых отложений Долинского нефтепромыслового района : автореф. дис. на здобуття наук. ступеня канд. геол.-мінерал. наук: спец. 04.00.17 «Геологія нафти і газу» / Мончак Лев Савович; Івано-Франківський філіал Львівського політехнічного інституту. – Івано-Франківськ, 1965. – 16 с.
4. **Василечко В.П.** Особенности разработки неоднородных, слабопроницаемых коллекторов многопластовых месторождений : автореф. дис. на здобуття наук. ступеня канд. геол.-мінерал. наук: спец. 04.00.17 «Геологія нафти і газу» / Василечко Володимир Петрович; Івано-Франківський інститут нафти і газу. – Івано-Франківськ, 1969. – 20 с.
5. **Маєвський Б.Й.** Вплив геодинамічних чинників на фільтраційно-емнісні характеристики порід-колекторів Передкарпатського прогину / Б.Й. Маєвський, С.С. Куровець, М.І. Манюк // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2006. – № 3. – С. 30–35.
6. **Манюк М.І.** Дослідження неоднорідності піщано-алевритових порід-колекторів родовищ центральної частини Передкарпатського прогину / М.І. Манюк, С.С. Куровець, Б.Й. Маєвський // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2004. – № 3. – С. 55–59.
7. **Манюк М.І.** Вплив тріщинуватості порід-колекторів на характер нафтогазоносності локальних структур Долинського нафтопромислового району: автореф. дис. на здобуття наук. ступеня канд. геол.-мінерал. наук: спец. 04.00.17 «Геологія нафти і газу» / Манюк Михайло Іванович; Івано-Франківський інститут нафти і газу. – Івано-Франківськ, 2002. – 26 с.
8. **Лозин Е.В.** Результаты геологического и гидродинамического моделирования перестроения нефтяных месторождений после первичной разработки / Е.В. Лозин, В.Б. Леви // Нефть. хоз. – 2005. – № 10. – С. 40–42.
9. **Шишигин С.И.** Об изучении трещинных коллекторов нефти и газа / С.И. Шишигин // Тр. всесоюз. совещ. по трещинным коллекторам нефти и газа. – Львов, 1961. – С. 248–251.

Шановні колеги!

Вітаємо з Днем працівників стандартизації та метрології, який кожного року традиційно святкують 10 жовтня!

У нинішніх умовах реформування держави за необхідності визначення пріоритетних напрямів та розроблення ефективних механізмів реформування нафтогазової галузі, реалізації заходів щодо інтеграції до Європейського співтовариства, зокрема формування конкурентного ринку природного газу, як ніколи актуальним стає завдання впровадження передових міжнародних стандартів і досконалих систем метрологічного забезпечення.

Бажаємо успіхів у реалізації амбітних планів щодо реформування нафтогазової галузі і досягнення високих стандартів в усіх сферах нашого життя.

*Колектив управління науково-технічної політики
Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України»
Головна організація стандартизації в нафтогазовій галузі*

© О.Р. Кондрат

д-р техн. наук

ІФНТУНГ

А.Д. Гутак

ПрАТ «Природні ресурси»

O.R. Kondrat

D-r of Technical Science

IFNTUOG

A.D. Gutak

PJSC «Natural Resources»

Енергоефективна модифікація установки низькотемпературної сепарації газу

Energy efficient modification of a low-temperature gas separation plant

УДК 66.071.62

Проаналізовано ефективність роботи типових установок низькотемпературної сепарації з використанням дросель-ефекту і подальшою подачею газу побутовим споживачам. Запропоновано модифіковану технологічну схему низькотемпературної сепарації, у якій дросель замінений на вихрову трубу. Отримані результати розрахунків показують значну ефективність такої технології та підтверджують можливість економії енергоресурсів порівняно з типовою схемою.

Ключові слова: низькотемпературна сепарація, дросель-ефект, вихрова труба.

Проанализирована эффективность работы типовых установок низкотемпературной сепарации с использованием дросель-эффекта и дальнейшей подачей газа бытовым потребителям. Предложена модифицированная технологическая схема низкотемпературной сепарации, в которой дросель заменен на вихревую трубу. Полученные результаты расчетов показывают значительную эффективность такой технологии и подтверждают возможность экономии энергоресурсов по сравнению с типовой схемой.

Ключевые слова: низкотемпературная сепарация, дросель-эффект, вихревая труба.

The efficiency of operations on a typical low-temperature separation plants using Joule-Thomson effect with further gas supply to household consumers is analyzed. A modified process flow of the low-temperature separation is proposed, where the choke is replaced by a vortex tube. The computation results prove such technology to be very efficient thus confirming the possibility of saving energy resources as compared to a typical process of separation.

Key words: low-temperature separation, Joule-Thomson effect, vortex tube.

Газопостачання населених пунктів і окремих споживачів газу здійснюється за допомогою газорозподільних станцій (ГРС) магістральних газопроводів. Температура газу, що виходить із ГРС, у ході проектування газопроводів регламентується ДБН В.2.5-20-2001 та встановлюється на рівні не нижче мінус 10°C під час подавання в підземні газопроводи. У той же час практика експлуатації ГРС свідчить, що для попередження гідратуутворення на ГРС із продуктивністю до 50–70 тис. м³/год доцільно передбачати загальний підігрів газу [1]. Підігрівання повинно забезпечити температуру газу вище температури точки роси на 5–7 °C. Для підігрівання газу залежно від продуктивності ГРС застосовують різні типи підігрівачів і теплообмінних апаратів. Найбільш поширеним є використання теплообмінника, у одному з просторів якого циркулює гарячий теплоносіє. Для нагрівання теплоносія спалюється значна частина природного газу, який міг би бути використаний для продажу, та витрачається електроенергія для здійснення циркуляції теплоносія у системі. Об'єм витрати паливного газу відрізняється на кожній установці підготовки газу та може змінюватися в межах від кількох сотень до кількох тисяч кубічних

Natural gas is supplied to cities and separate consumers through pressure reduction stations (PRS) placed on gas transportation pipelines. Gas temperature at the outlet of PRS is regulated by DBN B.2.5-20-2001 at the project stage and is fixed at the level not less than minus 10 deg C for underground pipelines. Besides, according to PRS operating data with gas flowrate of 50 – 70 Mscmd it is appropriate to apply gas heating for hydrate forming prevention [1]. Heating process should provide gas temperature 5 – 7 deg C higher than water dew point temperature. For this purpose different types of heaters and heat exchangers are used depending on PRS performance. The most widely used are heat exchangers with hot liquid circulating in one of their sides. To maintain the hot liquid temperature the significant volume of fuel gas is burned that could be sold otherwise. Moreover, electric power is used to circulate this liquid in the system. The volume of fuel gas consumption differs from a processing plant to a processing plant and could change from hundreds to thousands cubic meters per day depending on ambient temperature and the volume of gas that should be heated.

Rather often, pressure reduction stations are placed directly on gas processing plants. In such case the quality

метрів за добу залежно від об'єму газу, який необхідно підігрівати, та кліматичних умов.

Досить часто газорозподільні станції розміщують безпосередньо на установках підготовки газу. Якість підготовки газу у такому випадку повністю залежить від використаної технології сепарації. Оскільки найбільш поширена в Україні низькотемпературна сепарація з використанням дросель-ефекту, то ефективність такої системи повністю залежить від наявного перепаду тиску на дроселі або регуляторі тиску. У ході експлуатації родовищ із часом виникає такий момент, коли перепаду тиску стає недостатньо для якісної підготовки газу за допомогою дроселювання. Унаслідок цього на ГРС потрапляє недостатньо підготовлений газ, що призводить до необхідності більшого підігрівання вихідного потоку з метою уникнення конденсації рідини у газопроводі.

Таким чином, на установках підготовки газу з ГРС можна виділити принаймні два потенційних недоліки:

1) неефективність дроселювання зі зменшенням перепаду тиску на дроселі або регуляторі тиску, що призводить до погіршення якості підготовки газу;

2) спалювання природного газу для підігрівання теплоносія та використання електроенергії для здійснення його циркуляції у системі.

На нашу думку, одним із методів, що дасть можливість усунути такі недоліки, є використання вихрової труби у системі низькотемпературної сепарації замість дроселя або їх поєднання. За допомогою ефекту Ранка, який реалізується у вихрових трубах, вхідний потік газу розділяється на холодний та гарячий. Останній може бути використаний для нагрівання газу на ГРС замість теплоносія, заощаджуючи при цьому паливний газ та електроенергію. Натомість температура холодної частини потоку є нижчою, ніж під час звичайного дроселювання, що підвищує якість підготовки газу до транспортування.

Для усунення або мінімізації розглянутих вище недоліків необхідно удосконалити стандартну систему низькотемпературної сепарації, в якій використовується дросель-ефект. Нова технологія повинна забезпечувати достатнє вилучення вологи та вуглеводневого конденсату з газу, а також забезпечувати необхідний рівень температури газу на виході з ГРС. Такою модифікацією може послужити використання вихрової труби замість дроселя (регулюючого клапана) або разом із ним. За термодинамічною ефективністю вихрова труба займає положення між дроселем і детандером, однак значно перевершує останній за простотою конструкції та надійністю в експлуатації. Крім того, вихрова труба не потребує додаткового обслуговуючого персоналу, а також може працювати за наявності в газі рідини, що категорично заборонено для турбодетандерних агрегатів.

Згідно з проведеними експериментальними та чисельними дослідженнями, описаними у публікаціях [2, 3], вихрова труба може достатньо ефективно працювати при співвідношенні вхідного тиску до вихідного, що більше від 2. Іншими словами, $\pi = P_{\text{вх}}/P_{\text{вих}} > 2$. За менших значень цього параметра вихрова труба не забезпечує необхідного рівня температур холодного та гарячого

газу, який повністю залежить від технології сепарації, що використовується. Як далеко поширена технологія обробки газу в Україні є низькотемпературна сепарація з ефектом Джоуля-Томсона, то ефективність такої системи повністю залежить від перепаду тиску на дроселі або регуляторі тиску. Під час розробки родовища, в певний момент виникає така ситуація, коли перепаду тиску стає недостатньо для ефективного використання ефекту Джоуля-Томсона та забезпечення якості природного газу за специфікацією. Як результат необроблений газ надходить до ГРС, що призводить до необхідності додаткового нагрівання вихідного потоку, щоб уникнути конденсації вуглеводнів у трубопроводі.

Таким чином, принаймні два потенційних недоліки на об'єктах з ГРС можна виділити:

1) J-T ефект стає неефективним під час перепаду тиску на дроселі або регуляторі тиску, що призводить до погіршення якості підготовки газу;

2) спалювання паливного газу для підігрівання теплоносія та використання електроенергії для здійснення його циркуляції у системі.

Як ми вважаємо, одним із методів, що дасть можливість усунути такі недоліки, є використання вихрової труби у системі низькотемпературної сепарації замість дроселя або їх поєднання. За допомогою ефекту Ранка, який реалізується у вихрових трубах, вхідний потік газу розділяється на холодний та гарячий. Останній може бути використаний для нагрівання газу на ГРС замість теплоносія, заощаджуючи при цьому паливний газ та електроенергію. Натомість температура холодної частини потоку є нижчою, ніж під час звичайного дроселювання, що підвищує якість підготовки газу до транспортування.

Для усунення або мінімізації розглянутих вище недоліків необхідно удосконалити стандартну систему низькотемпературної сепарації, в якій використовується дросель-ефект. Нова технологія повинна забезпечувати достатнє вилучення вологи та вуглеводневого конденсату з газу, а також забезпечувати необхідний рівень температури газу на виході з ГРС. Такою модифікацією може послужити використання вихрової труби замість дроселя (регулюючого клапана) або разом із ним. За термодинамічною ефективністю вихрова труба займає положення між дроселем і детандером, однак значно перевершує останній за простотою конструкції та надійністю в експлуатації. Крім того, вихрова труба не потребує додаткового обслуговуючого персоналу, а також може працювати за наявності в газі рідини, що категорично заборонено для турбодетандерних агрегатів.

Згідно з проведеними експериментальними та чисельними дослідженнями, описаними у публікаціях [2, 3], вихрова труба може достатньо ефективно працювати при співвідношенні вхідного тиску до вихідного, що більше від 2. Іншими словами, $\pi = P_{\text{вх}}/P_{\text{вих}} > 2$. За менших значень цього параметра вихрова труба не забезпечує необхідного рівня температур холодного та гарячого газу, який повністю залежить від технології сепарації, що використовується. Як далеко поширена технологія обробки газу в Україні є низькотемпературна сепарація з ефектом Джоуля-Томсона, то ефективність такої системи повністю залежить від перепаду тиску на дроселі або регуляторі тиску. Під час розробки родовища, в певний момент виникає така ситуація, коли перепаду тиску стає недостатньо для ефективного використання ефекту Джоуля-Томсона та забезпечення якості природного газу за специфікацією. Як результат необроблений газ надходить до ГРС, що призводить до необхідності додаткового нагрівання вихідного потоку, щоб уникнути конденсації вуглеводнів у трубопроводі.

Таким чином, принаймні два потенційних недоліки на об'єктах з ГРС можна виділити:

потоків для ефективного використання у системах підготовки газу з ГРС. Виходячи з цього, використання вихрової труби є найбільш оптимальним на установках низькотемпературної сепарації, де газ подається не тільки у магістральний газопровід, але й для побутових потреб населення, а також на автоматичних газорозподільних станціях.

Таку модифікацію установки низькотемпературної сепарації може бути ефективно реалізовано на одній із установок ГПУ «Полтавагазвидобування». Для прикладу розглянемо Копилівську ТДПУ, на якій частина газу подається у магістральний газопровід із середньорічним тиском 2,3–3,0 МПа, а інша редукується до тиску 0,8 МПа та, проходячи через додатковий сепаратор, подається в побутовий газопровід, що йде в місто Полтава. Типову технологічну схему таких установок зображено на рис. 1.

У процесі розробки родовища вхідний тиск на установці знижується, що призводить до неефективності використання дроселювання на штуцері ШР-1 (див. рис. 1). З часом тиску та дебіту газу стає недостатньо для одночасної подачі у магістральний та побутовий газопроводи. Тоді установку переводять на постачання газу тільки побутовим споживачам.

Для дотримання умов подачі газу для м. Полтави з Копилівської ТДПУ, тобто з температурою не нижче 0 °С, вихідний потік газу пропускається через теплообмінник Т-2, де підігрівається за допомогою гарячого теплоносія. При цьому для нагрівання теплоносія спалюється природний газ та витрачається електроенергія для здійснення циркуляції у системі. На нашу думку, уникнути таких витрат або мінімізувати їх можна завдяки впровадженню технологічної схеми, описаної у роботі [4] та зображеної на рис. 2.

Поставлена задача вирішується за рахунок того, що в установці для низькотемпературної підготовки природного газу замість дроселя ШР-1 встановлюється вихрова труба ВТ, яка забезпечує одночасне нагрівання та охолодження газу. Запропонована установка працює так. Пластовий газ із свердловин подається у сепаратор першого ступеня С-1, де відділяють пластову рідину та механічні домішки, рекуперативний теплообмінник Т-1, у якому газ охолоджується гарячим потоком із сепаратора другого ступеня С-2 та надходить у вихрову трубу

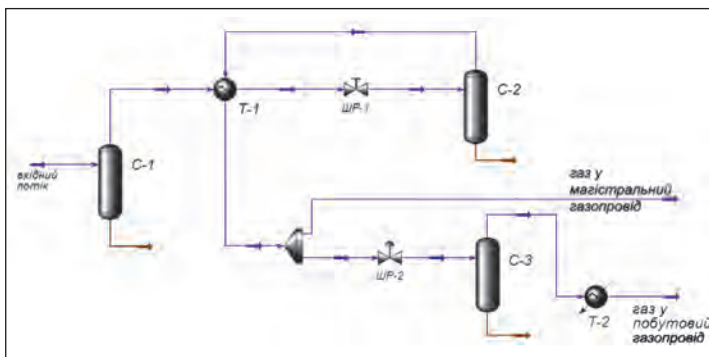


Рис. 1. Типова технологічна схема УНТС із подаванням газу на АГРС / Fig. 1. Typical process flow design of the low-temperature separation system with gas supplying to the pressure reduction station

which outlet gas stream is divided into two parts. One part of gas is supplied to transportation pipeline with an average annual pressure of 2,3 – 3,0 МПа. The other part is reduced to 0,8 МПа and passing through additional separator is supplied to the low-pressure pipeline of Poltava city. Typical process flow design of such plants is shown in Fig. 1.

During the field development plant inlet pressure decreases that leads to inefficiency of J-T effect on throttle JT-1 (Fig. 1). After some time the levels of gas flowrate and inlet pressure become insufficient to simultaneously supply gas to transportation and low-pressure pipelines. Then the plant is switched to supply gas to household consumers only.

To ensure the gas spec for Poltava, t.e. with temperature not less than 0 deg C, outlet gas stream passes through heat exchanger E-2, in which it is heated by hot liquid. As usual for such systems fuel gas is burned to maintain the hot liquid temperature and electrical power is consumed to perform hot liquid circulation in the system. We suggest to implement process flow design published in [4] and shown in Fig. 2 to avoid or minimize such expenses.

The problem is solved by installing a vortex tube VT in place of J-T valve JT-1 at the low-temperature separation plant, which provides simultaneous gas cooling and heating. Suggested system operates as follows. Reservoir fluid from wells flows to the first stage separator S-1, in which free liquids and mechanical impurities are separated from gas, recuperative heat exchanger E-1, in which inlet gas is cooled by cold stream from second stage separator S-2 and flows into the vortex tube VT. After passing the vortex tube VT cold stream flows to the second stage separator S-2 and hot stream is directed to recuperative heat exchanger E-2 to heat the gas from the third stage separator S-3 that was previously heated by hot liquid. Separated gas from the second stage separator S-2 is directed to recuperative heat exchanger E-1 to cool the inlet stream from the first stage of separation and then, dried and conditioned, it flows through the pressure regulator JT-2 to the third stage separator S-3. Cold gas from third stage separator S-3 is directed to the recuperative heat exchanger E-2 in which it is heated by the hot stream from the vortex tube. After that gas meets the spec and could be supplied through the low-pressure pipeline to household consumers. Liquids from the first, second and third stages

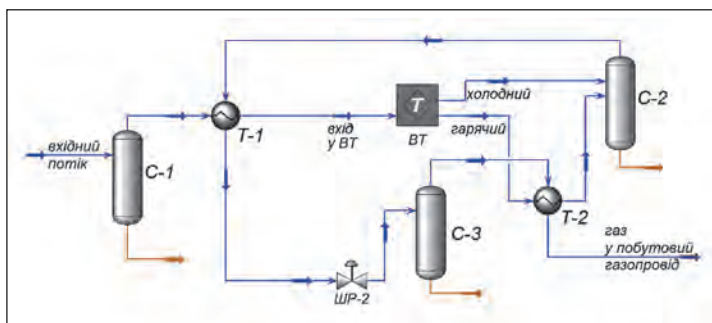


Рис. 2. Модифікована схема УНТС із подаванням газу на АГРС / Fig. 2. Modified process flow design of the low-temperature separation system with gas supplying to the pressure reduction station

ВТ. Після вихрової труби ВТ отриманий холодний потік газу направляється у сепаратор другого ступеня С-2, а гарячий потік газу направляється у рекуперативний теплообмінник Т-2 для підігріву газу, що надходить із сепаратора третього ступеня С-3, який раніше підігрівався теплоносієм від вогневого підігрівача. Відсепарований газ із сепаратора другого ступеня С-2 направляється у рекуперативний теплообмінник Т-1 для охолодження вхідного газу із першого ступеня, після чого сухий та очищений газ через регулюючий клапан ШР-2 подається на сепаратор третього ступеня С-3. Очищений холодний газ із сепаратора третього ступеня С-3 направляється на рекуперативний теплообмінник Т-2, який підігрівается гарячим потоком із вихрової труби та вже підготовленим до відповідної якості надходить у вихідний побутовий колектор для подальшого транспортування населенню. Рідина із сепаратора першого ступеня С-1, другого ступеня С-2 та сепаратора третього ступеня С-3 потрапляє у трифазні розділювачі з відповідними тисками.

Для підтвердження можливості використання вихрових труб у таких системах було проведено дослідно-промислові випробування, які детально описано у роботі [2]. Вихрову трубу було встановлено на установці НТС паралельно до дроселя (рис. 3).

Метою таких випробувань було визначення термодинамічної ефективності вихрової труби за різних відношень тисків між входом та виходом, а також різних співвідношень витрат холодного та гарячого потоків. За допомогою термопар та ртутних термометрів вимірювали температури на вході у вихрову трубу, а також на виходах холодного та гарячого потоків. У результаті проведення досліджень було отримано необхідні характеристики, які дали можливість провести розрахунок матеріально-теплого балансу запропонованої вище технологічної схеми. Згідно з проведеними розрахунками використання вихрової труби дає можливість знизити температуру сепарації у сепараторі С-2 (див. рис. 2) більше ніж на 30 % при перепаді тиску з 2,5 МПа на 0,8 МПа порівняно з використанням дроселя. У той же час використання гарячого потоку з вихрової труби дає змогу повністю замінити теплоносієм у теплообміннику Т-2 та отримати температуру газу на виході з ГРС на рівні +4 °С.

Висновки

Технічним результатом використання такої модифікованої схеми є отримання більш низької температури холодного потоку, ніж у звичайному дросельному пристрої, і в той же час отримання гарячого потоку, який застосовують для підігрівання газу, що подається у вихідний побутовий колектор, який зазвичай підігрівався теплоносієм із використанням вогневого підігрівача. Також має місце зменшення енерговитрат і експлуатаційних витрат порівняно з використанням турбодетандера і підігрівача газу та покращення якості підготовки природного газу з більш тривалим терміном розробки родовища.



Рис. 3. Загальний вигляд місця монтажу вихрової труби на установці НТС / Fig. 3. General view of the installation site of vortex tube at the low-temperature separation plant

of separation flow to three-phase separators with relevant operating pressures.

To confirm the possibility of utilizing vortex tubes in such systems several pilot-scale tests were carried out, which are described in details in publication [2]. Vortex tube was installed on low-temperature separation plant parallel to J-T valve (Fig. 3).

The purpose of these tests was to define thermodynamic efficiency of vortex tube at different inlet to outlet pressure ratios and different ratios of cold and hot streams mass fractions. The temperature was measured with thermocouples and mercury thermometers at the vortex tube inlet and also at cold and hot streams outlets. As a result of research, the required characteristics were achieved that made it possible to calculate heat and material balance of suggested process flow design. According to performed computations the utilization of the vortex tube allows to decrease temperature at the second stage separator S-2 (Fig. 2) more than by 30% in comparison with utilizing the J-T valve at pressure reduction from 2,5 MPa to 0,8 MPa. Besides, the proper utilization of hot stream from the vortex tube allows to fully replace hot liquid in the heat exchanger E-3 by gas and achieve the PRS outlet gas temperature at the level of +4 deg C.

Conclusions

The technical result of implementing the proposed modified process flow design is the achievement of the lower cold stream temperature than with the common J-T valve and at the same time receiving the hot stream which is utilized to heat gas supplied to the low-pressure pipeline previously heated by heat carrier by using fired heater. Reducing energy and operating costs is also taking place compared to using the turbo expander and gas heater for improving gas processing quality along with the possibility of longer reservoir development time.

Провівши приблизну оцінку економії ресурсів у розрахунку на 7 місяців опалювального періоду, ми визначили, що у разі використання вихрової труби на Копилівській ТДПУ можна повністю або частково зекономити за рік понад 75 МВт*год електроенергії та понад 150 тис.м³ природного газу. Крім того, видобуток конденсату підвищиться за рахунок більш низької температури сепарації, яку забезпечує вихрова труба. Представлена технологія не обмежується використанням на Копилівській ТДПУ та може бути ефективно застосована на будь-якій іншій установці, яка працює за схожою схемою.

Отже, використання вихрових труб у складі установок низькотемпературної сепарації допоможе підвищити якість підготовки газу, зменшити витрату енергоносіїв та продовжити період ефективної роботи установок.

After rough estimation of saving the resources per heating period of 7 months, we determined that it could be saved more than 75 MW*h of electric power and 150 Mscmd of natural gas during one year in case of using the vortex tube at the Kopolivska Temporary Pilot Plant. Additionally, condensate recovery increases due to lower separation temperature that is provided by the vortex tube. The proposed technology is not limited to the use at the Kopolivska Temporary Pilot Plant and can be effectively applied to any other plant, which operates on a similar scheme.

Thus, the utilization of vortex tubes at low-temperature separation plants will help to increase gas processing quality, reduce energy consumption and extend the period of efficient plant operation.

Список використаних джерел / References

1. **Середюк М.Д.** Проектування та експлуатація систем газопостачання населених пунктів : навч. посіб. / М.Д. Середюк, В.Я. Малик, В.Т. Болонний. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2003. – 436 с. – ISBN 966-7327-88-4.

2. **Gutak A.D.** Experimental investigation and industrial application of Ranque-Hilsch vortex tube / A.D. Gutak // International Journal of Refrigeration. – 2015. – № 49. – Pp. 93–98.

3. **Гутак А.Д.** Використання вихрових труб для підготовки природних газів / А.Д. Гутак // Нафтогазова галузь України. – 2014. – № 6. – С. 21–24.

4. **Пат. 84048 Україна**, МПК F25B 11/00. Установа для низькотемпературної підготовки природного газу / Гутак А.Д.; винахідники Гутак А.Д., Подоляк Т.М., Максименко А.Г., Косяков К.О.; власник Гутак А.Д.; заявл. 03.04.13; опуб. 10.10.13, Бюл. № 19. – 5 с.

НОВІ КНИГИ



Вийшла друком українсько-польська монографія «Наукові основи вдосконалення систем розробки родовищ нафти і газу». Автори від України – В.П. Гришаненко, Ю.О. Зарубін, В.М. Дорошенко, М.В. Гунда, В.І. Прокопів, В.С. Бойко, О.А. Швидкий, від Польщі – М. Цехановська, П. Сух, Г. Тичковська.

У монографії викладено науково-обґрунтовані положення щодо вдосконалення систем розробки нафтових і газових родовищ. Значну увагу приділено методам інтерпретації результатів сейсмічних, геофізичних та гідродинамічних досліджень, побудові фізико-геологічних моделей для визначення ємнісних характеристик колекторів, проведенню індикаторних досліджень міжсвердловинного простору. Сформульовано основні принципи та технологічні і реагентні засоби упорядкованої дії на пластову систему та показано результати їх реалізації.

Монографія призначена для широкого кола інженерно-технічних і наукових працівників, аспірантів та студентів нафтогазового профілю.

У видавництві Львівської політехніки вийшла друком книга «Гідрокрекінг» авторів О.Я. Мачинського та П.І. Топільницького. У ній розглянуто теоретичні основи процесу гідрокрекінгу, наведено характеристику продуктів, типи катализаторів, описано гідрокрекінг дистилятної та залишкової сировини, гідрогенізаційні методи переробки твердих вуглеводнів, висвітлено виробництво воденьмісного газу, а також місце гідрокрекінгу у структурі нафтопереробного заводу. Видання буде корисним для науковців, інженерно-технічних працівників нафтогазової галузі, а також для викладання навчальних дисциплін.



У 2015 році вийшла друком наукова монографія «Стратегічне управління нафтогазовими підприємствами України: технології, механізми та інструменти реалізації», авторами якої є канд. екон. наук В.І. Варцаба, д-р екон. наук Я.С. Витвицький, канд. екон. наук О.М. Витвицька, канд. екон. наук У.Я. Витвицька, канд. екон. наук Н.О. Павадзин, д-р екон. наук Л.С. Головова, канд. екон. наук І.Б. Запхляк, канд. екон. наук Р.Т. Мацьків, д-р екон. наук В.П. Петренко, канд. екон. наук С.А. Побігун, канд. екон. наук Г.С. Степанюк.

У монографії розглянуто проблеми ефективного використання технологій, механізмів та інструментів стратегічного управління діяльністю підприємств вітчизняної нафтогазової галузі, а також приведено результати теоретичних і методологічних досліджень, розробки і апробації практичних рекомендацій для управлінського корпусу, фахівців, викладачів галузево орієнтованих університетів, студентів, аспірантів і здобувачів наукових ступенів.

© В.І. Коваль
НДПІ ПАТ «Укрнафта»
О.С. Дорошенко
ПрАТ «Нафтогазвидобування»

Гідродинамічний симулятор типу «Black oil»

УДК 553.98

У статті розглянуто особливості використання гідродинамічного симулятора типу «Black oil» для моделювання процесу розробки нафтового покладу та наведено порівняння отриманих результатів з аналогічними розрахунками програмного комплексу ECLIPSE 100. З метою демонстрації можливостей симулятора для прикладу показано розрахунок процесу розробки нафтового покладу на виснаження з переходом із пружного режиму на режим розчиненого газу.

Ключові слова: математичне моделювання, гідродинамічний симулятор, фазова проникність.

В статье рассмотрены особенности использования гидродинамического симулятора типа «Black oil» для моделирования процесса разработки нефтяной залежи и приведено сравнение полученных результатов с аналогичными расчетами программного комплекса ECLIPSE 100. С целью демонстрации возможностей симулятора для примера показан расчет процесса разработки нефтяной залежи на истощение с переходом из упругого режима на режим растворенного газа.

Ключевые слова: математическое моделирование, гидродинамический симулятор, фазовая проницаемость.

The article presents the usage patterns of «Black oil»-type hydrodynamic simulator to simulate the oil reservoir development process and compares the results with the similar calculations by the ECLIPSE 100 software suite. Calculation of oil reservoir depletion drive process with the transition from elastic to dissolved-gas drive is performed as an example to demonstrate the capabilities of the simulator.

Key words: mathematic simulation, hydrodynamic simulator, relative permeability.

Із урахуванням світових досягнень в галузі математичного моделювання процесу розробки покладів вуглеводнів [1, 2] фахівцями розроблено конкурентоздатні програмні продукти, в яких використано сучасні методи математичного моделювання вуглеводневих систем та гідродинамічного моделювання. Авторами реалізовано програмний комплекс розрахунку розробки нафтового родовища типу «Black oil».

В основу методу гідродинамічних розрахунків покладено модифіковану модель Маскета–Мереса [3], що враховує тривимірну трифазну багатокомпонентну фільтрацію. Рух флюїдів обчислюють згідно з узагальненим законом Дарсі без урахування капілярного тиску.

У програмному пакеті передбачено можливість уведення інформації по видобувних та нагнітальних свердловинах, зміни скін-факторів, депресії та репресії на пласт. Також передбачено можливість урахування наявності гідродинамічного зв'язку між тектонічними блоками. Розрахунок основних показників здійснюють із певним часовим інтервалом, а результати можуть бути експортовані з довільним кроком по часу – день, місяць або рік.

Застосована у програмі технологія дає змогу використовувати для розрахунку довільну кількість системних процесорів, тобто максимально задіяти доступні системні ресурси.

У симуляторі реалізовано можливість екстраполяції колекторських властивостей по пласту на основі даних, які задають по кожній свердловині зокрема. Таким чином, розподіл здійснюється по товщині продуктивного прошарку

та пористості на основі літотипу породи та її пористості, які, в свою чергу, визначають на основі інтерпретації геофізичних досліджень свердловин. На цьому етапі розподіл параметрів по площі реалізовано методом трикутників.

Щодо в'язкості нафти, то в цьому симуляторі реалізовано можливість задавати її у графічному вигляді (поліноми або таблиці), в'язкість газу розраховують за кореляційною залежністю Діна–Стіла [4].

Також у симуляторі існує можливість задавати такі параметри роботи свердловин: мінімальний дебіт нафти, максимальний дебіт рідини, мінімальний вибійний тиск та максимальна депресія, періодична експлуатація свердловин. На основі підключеного файлу з вказаними параметрами у хронологічному порядку можливо здійснювати адаптацію історії експлуатації свердловин та в автоматичному режимі моделювати перехід із режиму на режим, який у класичному вигляді може виглядати так:

- постійний дебіт рідини (газу) – падіння вибійного тиску та зростання депресії;
- постійна депресія – із досягненням максимального значення депресії експлуатація свердловини здійснюється до моменту зменшення вибійного тиску до мінімального значення;
- постійний вибійний тиск – із досягненням мінімального значення вибійного тиску експлуатація свердловини здійснюється до моменту зменшення дебіту нафти (газу) до мінімального значення;
- періодична експлуатація – із досягненням мінімального значення дебіту нафти (газу) здійснюється автома-

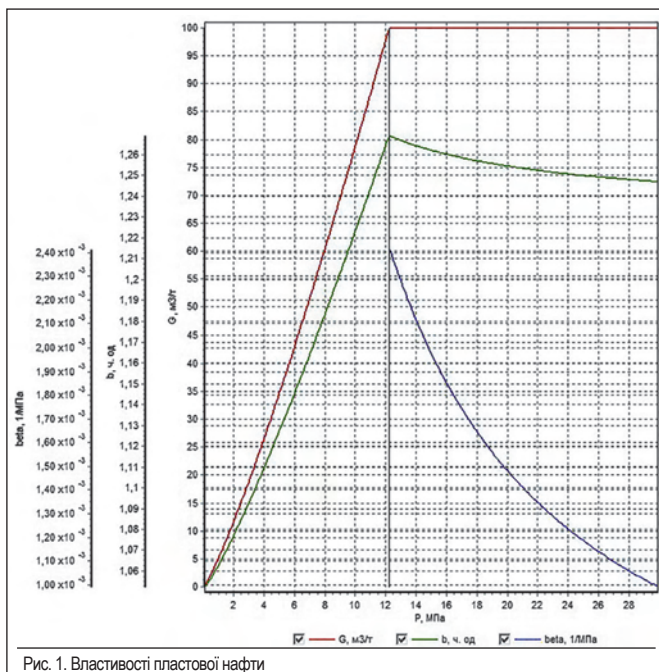


Рис. 1. Властивості пластової нафти

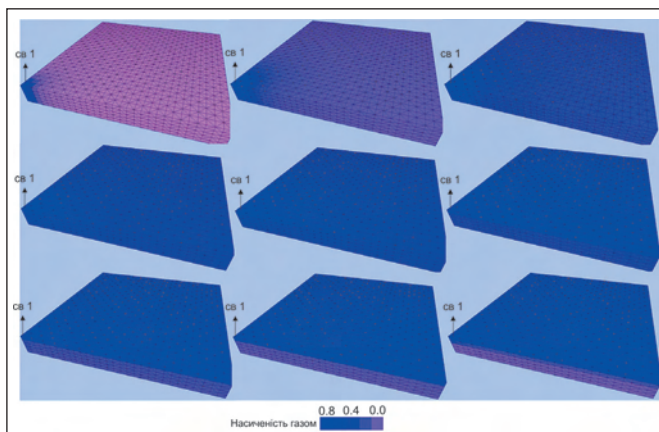


Рис. 2. Розподіл газонасиченості пласта по роках

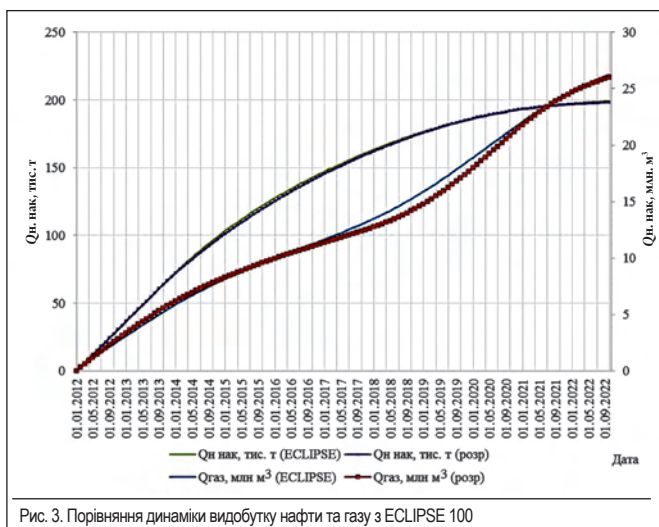


Рис. 3. Порівняння динаміки видобутку нафти та газу з ECLIPSE 100

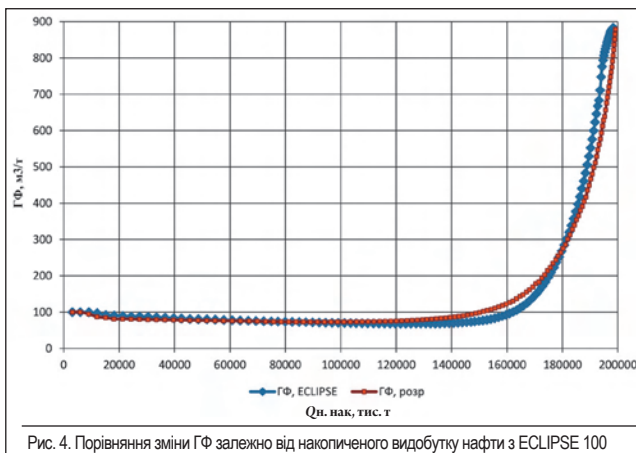


Рис. 4. Порівняння зміни ГФ залежно від накопиченого видобутку нафти з ECLIPSE 100

тичне переведення свердловини у спостережний фонд із відслідковуванням пластового тиску в зоні свердловини та автоматичним її введенням в експлуатацію у випадку його зростання до певної встановленої величини;

- розрахунок фізичних властивостей нафти на основі кореляційних залежностей Беггса.

Для прикладу проведено розрахунок процесу розробки нафтового пласта. Параметри пласта: довжина – 750 м, ширина – 750 м, товщина пласта – 10 м, початковий пластовий тиск – 30 МПа, пластова температура – 60 °С. Розріз вертикально поділено на п'ять рівних частин, а горизонтально – на квадратні комірки з кроком 25 м, таким чином побудовано гідродинамічну сітку з параметрами комірки 25х25х2 м, усього нараховується 4500 комірок, на початковий момент часу – всі нафтонасичені.

Розміщення свердловини підібрано так, що св. 1 повністю розкриває всі комірки у крайній кутовій частині пласта.

Колектор анізотропний за проникністю. Для заданої пористості проникність розраховували на основі ступеневі залежності та у 10 разів нижчою у вертикальному напрямку. Критичні насиченості пласта водою та газом прийнято відповідно: початкова – 0,2, кінцева – 0,8. Характер фазових кривих прийнято за модифікованою моделлю Стоуна.

Пластова суміш становить собою нафту. Властивості нафти такі: густина в поверхневих умовах – 820 кг/м³, $b_{\text{нас}}$ – 1,269, b_0 – 1,255; тиск насичення – 12,21 МПа; початковий вміст газу – 100 м³/т; відносна густина газу – 0,7; густина пластової води – 1150 кг/м³. На основі наведених вище фізичних параметрів пластових флюїдів та пласта-колектора розраховано величину початкових запасів нафти та газу, які становлять відповідно 592 тис. т та 59,2 млн м³.

Властивості пластової нафти залежно від газомісту графічно зображено на рис. 1.

Режим роботи видобувної свердловин задано з такими параметрами: максимальна депресія – 5 МПа, мінімальний вибірний тиск – 5 МПа, мінімальний дебіт нафти – 5 т/добу, максимальний дебіт рідини – 100 т/добу, скін-фактор – 5.

Розробку розраховано впродовж 129 місяців, тобто 11 років. Дебіт нафти упродовж перших 18 місяців залишався стабільним – 100 т/добу, що було пов'язано з поступовим зростанням депресії та падінням вибірного тиску. З четвертого місяця експлуатації відбулося

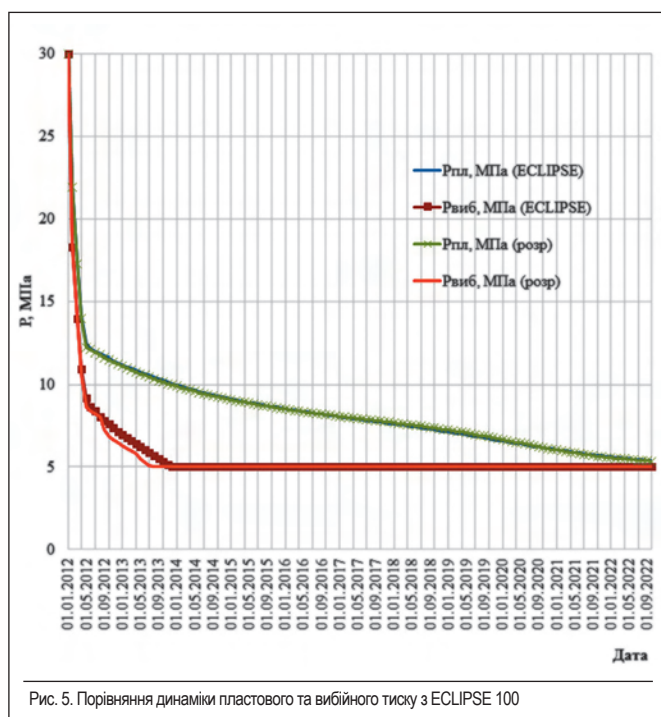


Рис. 5. Порівняння динаміки пластового та вибійного тиску з ECLIPSE 100

зменшення тиску в ПЗП нижче від тиску насичення з подальшим просуванням зони пониженого тиску углиб пласта, що супроводжувалося поступовим зменшенням газового фактора (ГФ). Після зменшення вибійного тиску та переходу на експлуатацію свердловини на режим із постійним вибійним тиском розпочалося падіння дебіту нафти. ГФ за той же період зазнає поступового зменшення до $68 \text{ м}^3/\text{т}$ на четвертому році з подальшим поступовим зростанням до величини понад $880 \text{ м}^3/\text{т}$. Розробку припинено у зв'язку з падінням дебіту нафти нижче від мінімального значення – 5 т/добу .

За весь період розробки досягнуто накопиченого видобутку нафти $198,329 \text{ тис. т}$ та газу $26,006 \text{ млн м}^3$, досягнуто коефіцієнта вилучення нафти (КВН) на рівні $0,335$, коефіцієнт газовилучення (КВГ) становитиме – $0,439$.

Основні технологічні показники розробки і коефіцієнти вилучення наведено у таблиці, насиченість пласта газом по роках – на рис. 2.

Порівняння розрахованих показників розробки з аналогічними значеннями, отриманими у програмному комплексі ECLIPSE 100, наведено на рис. 3– 5.

Як бачимо з наведеного на рисунках, досягнуто задовільної схожості результатів розрахунку. Незначні відмінності спостерігаються у швидшому на три місяці падінні вибійного тиску за авторською методикою та дещо іншій зміні ГФ, яка проявляється у незначному відставанні видобутку газу з подальшим його зростанням. Різниця у накопиченому видобутку нафти становить 844 т , газу – 232 тис. м^3 . Пластовий тиск на кінець періоду розрахунку також відрізняється несуттєво – на $0,03 \text{ МПа}$ ($5,35$ проти $5,37 \text{ МПа}$).

Таблиця

Основні технологічні показники розробки

Роки	Річний видобуток		Накопичений видобуток		ГФ, $\text{м}^3/\text{т}$	КВН, ч. од.	КВГ, ч. од.	Середній дебіт	
	нафти	газу	нафти	газу				нафти	газу
	тис. т	млн м^3	тис. т	млн м^3				т/добу	тис. $\text{м}^3/\text{добу}$
1	36,599	3,366	36,599	3,366	92	0,062	0,057	100,3	9,2
2	35,578	2,815	72,177	6,181	79	0,122	0,104	97,5	7,7
3	29,158	2,109	101,335	8,291	72	0,171	0,140	79,9	5,8
4	23,988	1,653	125,323	9,944	69	0,212	0,168	65,7	4,5
5	20,121	1,396	145,444	11,340	69	0,246	0,192	55,1	3,8
6	16,786	1,403	162,229	12,744	84	0,274	0,215	46,0	3,8
7	13,727	2,035	175,957	14,778	148	0,297	0,250	37,6	5,6
8	10,360	3,203	186,317	17,981	309	0,315	0,304	28,4	8,8
9	6,888	3,810	193,205	21,791	553	0,326	0,368	18,9	10,4
10	3,605	2,887	196,810	24,678	801	0,332	0,417	9,9	7,9
11	1,518	1,328	198,329	26,006	874	0,335	0,439	5,6	4,9

Висновок

Отже, отримані на основі розробленого програмного комплексу результати моделювання процесу розробки нафтового покладу на виснаження пластової енергії є адекватними до реальних процесів розробки. Закладені в симулятор алгоритми та використання технології паралельних обчислень дають змогу швидко та точно розраховувати показники розробки та здійснювати оперативний контроль процесу газо- та нафтовилучення.

Список використаних джерел

1. **Пергамент А.Х.** Композиционный симулятор «МКТ». Модификация аквифера карттера-трейси для моделирования ПХГ / А.Х. Пергамент, А.В. Горчаков, Б.В. Критский, С.Б. Попов. // Вестник ЦКР Роснедра. – ООО «НИПИ НГ». – 2010. – С. 27.

2. **Louis J. Durllofsky.** Advanced Techniques for Reservoir Simulation and Modeling of Nonconventional Wells / Louis J. Durllofsky, Khalid Aziz. // Department of

Petroleum Engineering School of Earth Sciences Stanford University Stanford, CA 94305-2220. – 2004. – 213 с.

3. **Азиз Х.** Математическое моделирование пластовых систем / Х. Азиз, Э. Сеттари. – М.: Недра, 1982. – 407 с.

4. **Гуревич Г.Р.** Справочное пособие по расчёту фазового состояния и свойств газоконденсатных смесей / Г.Р. Гуревич, А.И. Брусиловский. – М.: Недра, 1984. – 264 с.

© В.М. Дорошенко

д-р техн. наук

ПАТ «Укрнафта»

С.В. Дорошенко

УМГ «Київтрансгаз»

Розвиток методів обмеження припливу пластових вод у свердловину в умовах пізньої стадії розробки родовищ

УДК 622.276

У статті показано особливості розробки нафтових родовищ на пізній стадії, обґрунтовано доцільність та сформульовано головні напрями адресного використання розробленого в Україні та за кордоном арсеналу реагентів та технологій проведення водообмежувальних робіт.

Ключові слова: пізня стадія розробки, обводнення свердловин, реагенти та технології обмеження припливу води, напрями виробничо-дослідницьких робіт.

В статье показаны особенности разработки нефтяных месторождений на поздней стадии, обоснована целесообразность и сформулированы главные направления адресного применения разработанных в Украине и за рубежом арсенала реагентов и технологий проведения водоизолирующих работ.

Ключевые слова: поздняя стадия разработки, обводнение скважин, реагенты и технологии ограничения притока воды, направления производственно-исследовательских работ.

The article shows the specifics of oil fields development on the late stage. The expedience is grounded, as well as the main directions of targeted use of the range of native and foreign reagents and technologies for carrying out the water isolating works, are formulated.

Key words: mature stage of development, watering of wells, reagents and technologies of the water inflow restriction, areas of production and research works.

Переважна більшість нафтових родовищ України перейшла на пізню стадію розробки, яка характеризується високою обводненістю продукції свердловин та низькими рівнями видобутку, які асимптотично наближуються до межі економічної доцільності подальшого видобування [1]. Під час деталізації залишкових запасів промислових категорій виявляється, що більш як 80 % запасів розташовано у «старих» родовищах із розвиненою виробничою структурою. Саме ця частка запасів потребує найбільш ретельної уваги та створення особливих умов для підвищення ефективності їх розробки.

Останнім часом нафтовидобувну галузь України та її головну компанію ПАТ «Укрнафта» (частка видобутку нафти становить 87 % від загального обсягу) спіткала потужна рецесія виробництва. Це спричинено відлунням світової економічної кризи, що розпочалася у 2007 році і характеризується монотонним зниженням рівня видобутку нафти після його оптимістичного зростання у 2002–2007 рр. (рис. 1).

Загалом, основні причини рецесії видобування нафти умовно можна поділити на дві групи: соціально-економічні та геолого-виробничі.

Соціально-економічні ознаки полягають у погіршенні стану та якості матеріально-технічного забезпечення, відсутності пілг на розробку покладів із важковидобувними запасами, складності, а часом і неможливості відведення землі під нафтопромислові об'єкти, покритті пріоритетних родовищ національними парками та при-

родними заказниками. Так, 8 родовищ ПАТ «Укрнафта» із загальним річним видобутком нафти у 2014 році 104,1 тис. т, поточними запасами нафти близько 100 млн т та 30 проектними свердловинами від 20 до 100 % ліцензійної площі охоплені національними природними парками. Вплив соціально-економічних ознак суттєво підсилено анексією Криму та «гібридною війною» на сході України.

Головними геолого-технічними ознаками є:

- високий рівень виснаженості родовищ (відібрано 83 % нафти від початкових балансових запасів);
- близько 80 % річного обсягу видобутку нафти забезпечують 25 % родовищ, і навпаки, 75 % родовищ відтворюють лише 20 % видобутку;
- 63 % становить частка поточних важковидобувних запасів;
- складна тектонічна і літологічна будова родовищ в умовах прояву природного або штучного водонапірних режимів спричиняє прогресуюче утворення залишкових або невироблених запасів нафти;
- обводненість продукції нафтових свердловин досягла 88 %, власне, в середньому з кожною тонною нафти видобувають 8 т води, що спричиняє не тільки нераціональне виснаження пластової енергії, а й значне збільшення витрат на піднімання на поверхню великої кількості мінералізованої води, її деемульсацію, транспортування, боротьбу з корозією підземного та наземного обладнання, зворотне нагнітання води в пласт.

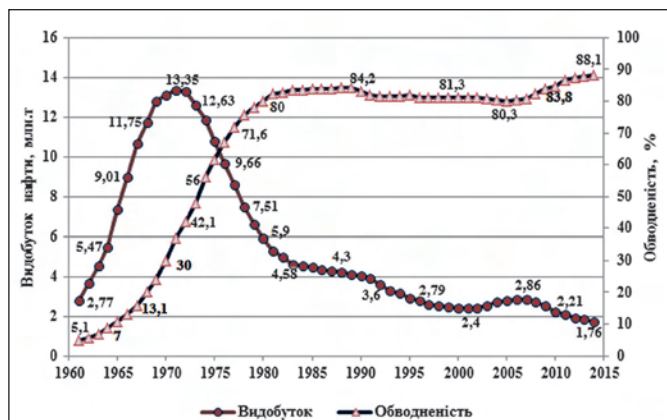


Рис. 1. Профілі видобутку нафти на родовищах ПАТ «Укрнафта»

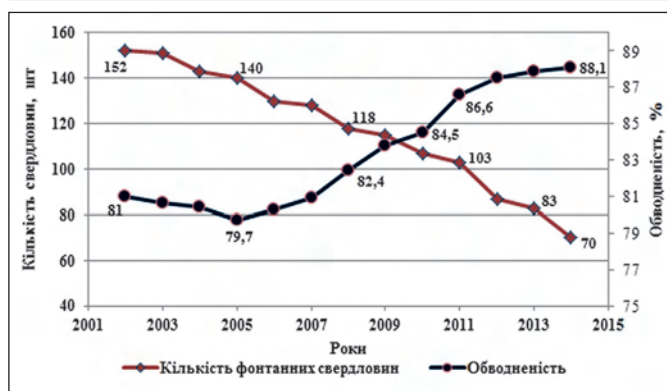


Рис. 2. Динаміка зростання обводненості та зменшення кількості фонтанючих свердловин

Зростання обводненості на фоні поступового виснаження пластової енергії спричиняє прогресуюче зменшення кількості фонтанючого фонду свердловин (рис. 2), незважаючи на те, що фонтанним способом піднімається на поверхню найменша частка води (рис. 3).

В умовах високої обводненості та зростаючої частки важковидобувних і невироблених запасів особливого значення в процесах стабілізації видобутку та підвищення ефективності вилучення нафти з надр набувають методи дії на пласт та привибійну зону, тобто методи підвищення нафтовилучення та методи інтенсифікації видобутку нафти і обмеження припливу інтенсивної води [2].

Застосування таких потужних методів підвищення нафтовилучення, як теплові, фізико-хімічні, газові, потребує створення на родовищах додаткової інфраструктури та суттєвих фінансових і часових витрат на їх апробацію та впровадження.

Тому на родовищах України, зокрема ПАТ «Укрнафта», для підвищення нафтовилучення успішно впроваджується відносно простий і порівняно малозатратний метод заводнення, яким охоплено 46 об'єктів розробки (продуктивних горизонтів) на 26 родовищах із річним обсягом нагнітання води близько 8 млн м³. Метод реалізується шляхом звичайного стаціонарного та нестаціонарного заводнення (циклічне, зміна тисків та обсягів нагнітання, зміна функціонального призначення нагнітальних і видобувних свердловин).

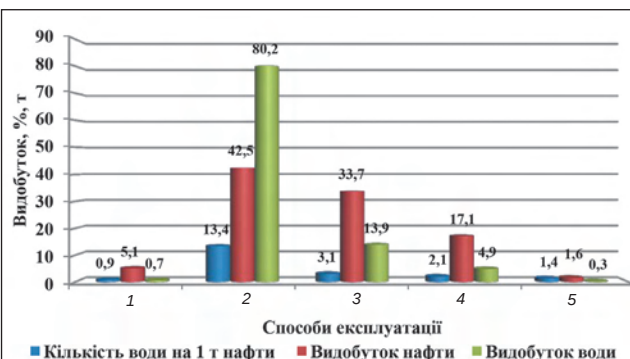


Рис. 3. Частка видобутку нафти і води від загального обсягу (%) та кількість води (т), що піднімається на поверхню з 1 т нафти за різних способів експлуатації: 1 – фонтанний; 2 – електровідцентровими насосами; 3 – штанговими свердловинними насосами; 4 – газліфтний; 5 – гвинтовими та діафрагмовими насосами



Рис. 4. Динаміка кількості свердловино-обробок

Поряд із відносною простотою і надійністю методу заводнення тривалий період нагнітання води в пласт сприяв утворенню вибіркової траєкторії її руху та виникненню локальних зон і ділянок із невиробленими запасами [3, 4]. Така ситуація потребує удосконалення архітектури системи розробки родовищ шляхом упровадження геолого-технічних заходів, головним чином, інтенсифікуючої та водообмежувальної дії на привибійну зону пласта.

Реалізація цього напрямку, що відрізняється наявністю величезного арсеналу технологій, напрацьованих в нафтогазовій практиці, забезпечила на родовищах ПАТ «Укрнафта» у 2014 році 3,7 % нафти від загального видобутку. Як і в усьому світі, найпопулярнішими є гідравлічні розриви пласта, соляно- та глинокислотні обробки, обробки привибійної зони пласта розчинниками, водообмежувальні роботи. Найбільш поширеними на родовищах ПАТ «Укрнафта» є кислотні обробки та обробки розчинниками (рис. 4).

Однак прогресуюче обводнення свердловин, що припиняє пізній або завершальний стадії розробки родовищ, на вищий щабель підносить не інтенсифікуючі, а водообмежувальні або водоізоляційні роботи. Не випад-



Рис. 5. Динаміка додаткового видобутку нафти

ково, що додатковий видобуток нафти на одну свердловину-обробку від цих робіт є найвищим (рис. 5).

Обводнення свердловин може ініціюватися контурними водами (по найбільш провідних, вироблених пластах, прошарках, каналах), нижніми водами (утворення конусів або «язиків» обводнення) та «чужими» водами (по заколонному простору через невіддале розмежування виснажених продуктивних горизонтів від високонапірних водоносних).

Це формує і напрями застосування технологій обмеження припливу пластових вод (рис. 6).

За будь-якого характеру обводнення якісне проведення водообмежувальних робіт забезпечує залучення до розробки невироблених прошарків та ділянок пласта, спричиняючи збільшення дебіту свердловин по нафті та зменшення їх дебіту по воді. Отже, для сучасного стану розробки нафтових родовищ пріоритетним напрямом дії на привибійну зону пласта потрібно вважати саме водообмежувальні роботи.

У 1975–1990 рр. в Україні (ІФІНГ, ЦНДЛ ВАТ «Укрнафта», УкрНДІгаз, УкрДГРІ) завдяки системному підходу розроблено, запатентовано та впроваджено чимало методів обмеження запатентовано пластових вод селективної та неселективної дії, спрямованих на створення водообмежувальних бар'єрів у пласті (контурні води), відтинаючих мостів у стовбурі свердловин та водоізолюючих екранів у пласті (підшовні води), ізолюючих тампонів у заколонному просторі (високонапірні води крізь негерметичність заколонного простору) [2, 5–7]. Основними або базовими реагентами і матеріалами для реалізації цих методів були синтетичні смоли (мочевиноформальдегідні, карбамідоформальдегідні, фенолоформальдегідні), кремнійорганічні сполуки, магнезіальні цементи (тверда, непроникна структура на основі магнезії та його сполук), гіпано-формалінові суміші (гелеподібна структура з широким діапазоном регулювання часу утворення на основі гідролізованого поліакрилонітрилу), ріпол (гелеподібна структура з широким діапазоном регулюван-

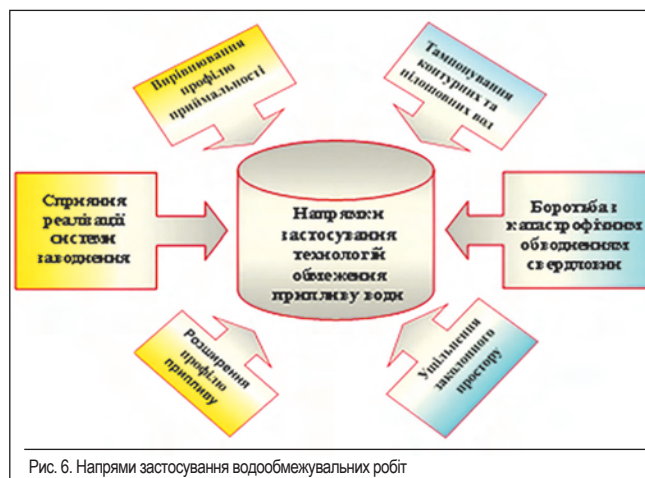


Рис. 6. Напрями застосування водообмежувальних робіт

ня часу утворення на основі поліакриламідів та рідкого скла), полікар (гелеподібний або порошковий матеріал на основі поліакриламідів, здатний набрякати у воді), кристалосольвати (тверді, непроникні структури на основі хлоридів полівалентних металів, здатні саморуйнуватися з часом).

Однак із переходом процесу розробки родовищ у період відносної стабілізації обводненості (1990–2005 рр., див. рис. 1) гострота питання боротьби з припливом пластових вод дещо зменшилася, і на передній план вийшли роботи з інтенсифікації видобутку нафти та форсування відборів рідини для залучення до розробки невироблених запасів. Це спричинило черговий цикл зростання обводненості (починаючи з 2005 року, див. рис. 1). Отже, на цьому етапі розробки родовищ наперед знову виходять роботи з обмеження припливу пластових вод.

На жаль, після періоду пасивного розвитку технологій та матеріалів для водообмежувальних робіт на техніко-технологічному озброєнні залишилися лише полімерні системи на основі композицій поліакриламідів з його зашмеленням у пласті цементним розчином та подальшою реперфорацією продуктивного розрізу.

Тому з метою реанімації технологічного забезпечення з урахуванням наявних, суттєво ускладнених геолого-промислових умов виробничо-дослідницькі роботи необхідно спрямувати за такими напрямками:

- аналітичний огляд та створення інформаційної бази світового досвіду розробки і впровадження методів обмеження припливу пластових вод;
- аналіз доцільності використання раніше напрацьованих методів та їх удосконалення щодо поточного стану родовищ;
- лабораторна та промислова адаптація прийнятих методів обмеження припливу пластових вод;
- постійно діючий моніторинг проведення водообмежувальних робіт у свердловинах;
- адресне застосування тампонуючих засобів як у видобувних, так і у нагінатальних свердловинах;
- розробка нових реагентів та інтелектуальних технологій водообмежувальних робіт, здатних автомо-

дельно підлаштовуватися до різнонасичених та різнопроникних проміжків пласта.

Висновки

Переважає більшість нафтових родовищ України перейшли у пізню стадію розробки, яка характеризується високою обводненістю продукції свердловин та низькими рівнями видобутку нафти. Найпоширенішим методом підвищення нафтовилучення на нафтових родовищах України залишається стаціонарне та нестаціонарне заводнення. Тривалий період нагнітання води спричинив утворення вибіркової траєкторії її руху та утворення локальних зон і ділянок пласта з невиробленими запасами, що потребує удосконалення архітектури системи розробки родовищ шляхом адресного

впровадження інтенсифікуючої та водообмежувальної дії на привибійну зону пласта. Застосування технологій ізоляції високопроникних водонасичених прошарків сприяє якійсь реалізації системи заводнення (вирівнювання профілю приймальності або розширення профілю припливу) та є основою боротьби з катастрофічним обводненням свердловин.

З метою реанімації технологічного забезпечення водообмежувальних дій в сучасних, суттєво ускладнених геолого-промислових умовах запропоновано методологію виробничо-дослідницьких робіт – від створення інформаційної бази ефективних реагентів та технологій до розробки нових інтелектуальних технологій, здатних автоматично підлаштовуватися до різнонасичених та різнопроникних проміжків пласта.

Список використаних джерел

1. **Дорошенко В.М.** Особенности поздней стадии разработки нефтяных месторождений Украины / В.М. Дорошенко, В.И. Прокопів // В кн.: Pozykiwania I eksploatacja zloz ropy naftowej I gazu ziemnego – nowe technologie, nowe wyzwania. Prace naukowe Instytutu Nafty I Gazu – PIB nr 198. – Krakow, 2014. – С. 577–582.

2. **Основні** напрями вдосконалення систем розробки родовищ та потенціал нарощування видобутку нафти в Україні / В.М. Дорошенко, Ю.О. Зарубін, В.П. Гришаненко, В.І. Прокопів, О.А. Швидкий // Нафтогазова галузь України. – 2013. – № 2. – С. 27–30.

3. **Владимиров И.В.** Проблемы разработки водонефтяных и частично заводненных зон нефтяных месторождений / И.В. Владимиров, Н.И. Хисамутдинов, М.М. Тазиев. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2007. – 360 с.

4. **Наукові** основи вдосконалення систем розробки родовищ нафти і газу / В.П. Гришаненко, Ю.О. Зарубін,

В.М. Дорошенко, М.В. Гунда [та ін.]. – К.: ДП «Науканафтогаз», 2014. – 456 с.

5. **СТП 320.00135390.052-2001** Умови та принципи застосування методів обмеження припливу пластових вод / В.М. Дорошенко, В.М. Юрчишин, М.А. Столяров, С.В. Яковин. – К: ВАТ «Укрнафта», 2001. – 156 с.

6. **Обводнення** газових і нафтових свердловин. За ред. В.С.Бойка / В.С. Бойко, Р.В. Бойко, Л.М. Кеба, О.В. Семінський. – К.: «Міжнародна економічна фундація», 2006. – Т. 1. Технологічні матеріали і способи ізоляції. – 792 с.

7. **Обводнення** газових і нафтових свердловин. За редакцією В.С.Бойка / В.С. Бойко, Р.В. Бойко, Л.М. Кеба, О.В. Семінський. – К.: «Міжнародна економічна фундація», 2007. – Т. 2. Створення потоковідхилювальних бар'єрів і технології ізоляції. – 772 с.

НОВИНИ

Компанія Statoil на родовищі Gulifaks встановила підводний компресор

Норвезька компанія Statoil вперше у світі на морській платформі «С» родовища Gulifaks встановила компресорну установку на дні моря. В компанії вважають, що установка підводних компресорів більш ефективна, ніж на поверхні платформи, вона забезпечує збільшення вилучення газу на родовищах норвезького континентального шельфу. Зокрема, із вказаного родовища планується протягом двох років отримати додатково 3 млн т нафтового еквіваленту продукції.

Коли пластовий тиск падає нижче критичного рівня, підводний газовий компресор підтримує видобуток вуглеводнів. На думку компанії, така технологія дасть можливість досягти коефіцієнтів вилучення на пізній стадії розробки родовища Gulifaks 62–74 % проти нинішнього 59 %. На родовищі з початку його розробки у 1986 р. видобуто 415 млн м³ нафти і понад 70 млрд м³ газу. Проектом передбачено два компресори для перекачування вологого газу потужністю 5 МВт, встановлених на підводному фундаменті на глибині моря 135 м. До кінця 2015 р. вони будуть з'єднані з існуючими трубопроводами та іншими технологічними установками, віддаленими від платформи на 16 км, що дасть змогу подавати продукцію з інших родовищ на компресорну установку платформи Gulifaks С. Компанії Statoil належить 51 % акцій родовища Gulifaks, її партнерами є Petoro (30 %) і OMV (19 %).

<http://www.ogj.com/articles/2015/07/statoil-installs-subsea-wet-gas-compressor-at-gu...>

© В.І. Дмитренко

канд. техн. наук

Полтавський університет

економіки і торгівлі

І.Г. Зезекало

д-р техн. наук

Дослідження антигідратних властивостей високомінералізованих пластових вод Західно-Радченківського газоконденсатного родовища

УДК 622.276.6

У статті розглянуто можливість використання високомінералізованих пластових вод для попередження гідратування на газоконденсатних родовищах. Викладено результати розрахунку антигідратних властивостей пластової води Західно-Радченківського газоконденсатного родовища і показано ефективність використання пластових вод для попередження гідратування в системі підготовки газу на Західно-Радченківському ГКР.

Ключові слова: гідратування, інгібітор, інгібіторний захист, природний газ, пластова вода, газові гідрати.

В статье рассмотрена возможность использования высокоминерализованных пластовых вод для предупреждения гидратообразования на газоконденсатных месторождениях. Изложены результаты расчета антигидратных свойств пластовой воды Западно-Радченковского газоконденсатного месторождения и показана эффективность использования пластовых вод для предупреждения гидратообразования в системе подготовки газа на Западно-Радченковском ГКМ.

Ключевые слова: гидратообразование, ингибитор, ингибиторная защита, природный газ, пластовая вода, газовые гидраты.

The possibility of using high mineralized formation waters for hydrate forming prevention on gas and condensate fields is considered. The calculation results of forming waters on West Radchenky gas and condensate field are stated. The efficiency of natural waters for the prevention of the hydrate formation in field gas rectification system is presented.

Key words: hydrate forming, inhibitor, inhibition protection, natural gas, mineralized natural waters, gas hydrate.

Процеси видобування газу на вітчизняних родовищах протікають в умовах гідратування. Небезпека відкладів газових гідратів і закупорки стовбурів свердловин, шлейфів, комунікацій, апаратів систем збирання може призвести до зупинки видобування [1, 2].

Серед технологій, які використовують для попередження гідратування, особливо потрібно відмітити технологію інгібування свердловин. У наш час як інгібітори гідратування в системі видобування і підготовки природного газу використовують органічні й неорганічні інгібітори [1–5]. Однак у ряді випадків доцільніше застосовувати високомінералізовані пластові води свердловини, антигідратні властивості яких не поступаються відомим інгібіторам.

Багато авторів пропонують використовувати антигідратну активність природних мінеральних солей [1, 5]. З одного боку, високомінералізовані пластові розсоли можуть забезпечити безгідратну експлуатацію газових свердловин. З іншого, вони мають мінімально негативний вплив на природне середовище і значно здешевлюють видобування сировини.

Тому актуальним є вивчення можливостей використання пластових вод для попередження гідратування в системі видобування і підготовки природного газу.

Із метою визначення можливості використання високомінералізованих вод для боротьби з гідратуванням на Західно-Радченківському газоконденсатному родовищі в системі підготовки газу застосовували пластову воду св. 202-Біс. Кількісний склад розчинених у ній речовин наведено в табл. 1.

Виходячи зі складу пластової води, можемо зробити припущення, що зниження температури гідратування повинно бути більшим, ніж у розчині NaCl з відповідною концентрацією, у зв'язку з наявністю хлоридів і йодидів кальцію і магнію, антигідратні властивості яких вищі; температура замерзання – нижча.

Газ Західно-Радченківського газоконденсатного родовища має такий склад, %: метан – 82,3; етан – 5,28; пропан – 2,49; ізо-бутан – 0,42; н-бутан – 0,22; пентан+вище – 0,81; N₂ – 4,36; CO₂ – 4,04.

Рівноважна температура гідратування для газу, який має густину 0,72 кг/м³, була розрахована за формулою Макогона–Схаліяхо:

$$\lg P = \beta + \alpha(t_f + kt_f^2), \quad (1)$$

де P – тиск, бар; t_f – температура гідратування, °C; $k=0,03$; $\alpha=0,0497$; $\beta = \lg p_{\text{св.}}$.

За методом Dickens і Quinby–Hunt (рівняння 2) розраховано температуру гідратування за наявності пластової води:

$$\frac{1}{T_w} - \frac{1}{T_s} = \frac{6008n}{\Delta H} \left[\frac{1}{273,15} - \frac{1}{T_{fs}} \right], \quad (2)$$

де T_w – температура гідратування без введення інгібітору; T_s – температура гідратування за наявності інгібітору; ΔH – теплота дисоціації гідрату; T_{fs} – температура замерзання солового розчину; n – гідратне число.

Температуру замерзання сольового розчину розраховано за формулою Ранкіна (рівняння 3). Як показав експеримент, розраховану температуру замерзання добре підтверджують практичні результати, вона становить 31 ± 1 °C.

$$T = \frac{10^7}{36608 - 3279 \lg a_0 - 74302(\lg a_0)^2 - 607310(\lg a_0)^3} \quad (3)$$

Активність води для електролітів розраховано з моделі Enlezos Bishnoi (1988) (рівняння 4).

$$\ln a_w = -\frac{18vm}{1000} \left[1 + z_+ z_- \theta_1 + m\theta_2 + m^2\beta_2 \right], \quad (4)$$

де m – моляльність електроліту в розчині, v – стехіометрична кількість іонів в одному молі солі; z – заряд кожного іону солі; I – іонна сила розчину; $\beta_0, \beta_1, \beta_2$ – розраховані параметри моделі Pitzer; A_ϕ – коефіцієнт Debye-Huckel.

$$\theta_1 = -\frac{A_\phi I^{0.5}}{I + 12I^{0.5}}, \quad (5)$$

$$\theta_2 = \beta_0 + \beta_1 \exp(-2I^{0.5}). \quad (6)$$

Активність води для суміші електролітів розраховано з використанням методу Patwardhan і Kumar (рівняння 7).

$$\ln a_w = \sum \left(\frac{m_k}{m_k^0} \right) \ln a_{w,k}^0. \quad (7)$$

Ефективність пластових вод із попередження гідратоутворення експериментально визначено на установці низькотемпературної сепарації (НТС) комплексної підготовки газу (УКПГ) Західно-Радченківського родовища.

Результати розрахунків процесу гідратоутворення за наведеними формулами та фактичні дані відображено в табл. 2. Результати розрахунків показали, що рівноважна

Таблиця 1

Склад основних солей, розчинених у пластовій воді св. 202-Біс

Компоненти мінералізації	
Катіони	мг/л
Na ⁺ +K ⁺	85883,70967
Ca ²⁺	14028
Mg ²⁺	912
Fe ²⁺	139,6
Fe ³⁺	7,444
Аніони	мг/л
Cl ⁻	159570
I ⁻	19,35
Br ⁻	111,5
B ³⁻	1,61
HCO ⁻	536,8
CO ²⁻	0
CO ²⁻	13,168
Густина	1,178 г/см ³
Загальна мінералізація	22,165 %

температура гідратоутворення за наявності пластової води Західно-Радченківського родовища знижується на достатню величину, забезпечуючи безгідратний режим роботи свердловини і УКПГ.

Результати промислових випробувань підтвердили ефективність застосування пластової води родовища для попередження утворення гідратів: гідратоутворення у свердловині і на УКПГ не виявлено. Крім того, завдяки використанню продукції свердловини витрати на підготовку газу до транспортування значно зменшилися.

Потрібно зазначити, що таке зниження рівноважної температури гідратоутворення високомінералізовані пласто-

Умови гідратоутворення Західно-Радченківського ГКР

Тиск у сепараторі P_s , МПа	Температура гідратоутворення без інгібітора, °C		Температура гідратоутворення з інгібітором, °C	
	у сепараторі	розрахункова	у сепараторі	розрахункова
I ступ. – 12	+21	+21	-10	-12
II ступ. – 3	+12	+11	-20	-22,8

ві води проявляється в поодиноких випадках, що дало змогу використати їх як на свердловині, так і УКПГ. За даними В.А. Хорошилова, пластові води, які знижують рівноважну температуру гідратоутворення на ≈ 11 °C, можуть бути використані для попередження гідратоутворення стовбурах свердловин, шлейфах, внутрішньо-промислових колекторах.

Висновок

Отже, пластові води Західно-Радченківського ГКР можуть бути ефективними інгібіторами гідратоутворення. Схожі можливості зниження витрат у боротьбі з гідратами є в багатьох районах, де наявні високомінералізовані пластові води хлоркальцієвого типу, але їх використання має проводитися з урахуванням специфіки кожного родовища. Для застосування пластових вод необхідно визначити: температуру замерзання води; склад розчинених речовин; можливість випадання осаду за умови охолодження; рівноважні умови гідратоутворення у присутності пластових вод. Цих даних цілком достатньо для розробки технології боротьби з гідратами із застосуванням пластових вод.

Список використаних джерел

1. **Истомин В.А.** Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах добычи газа / В.А. Истомин, В.Г. Квон. – М.: ООО «ИРЦГазпром», 2004. – 506 с.
2. **Макогон Ю.Ф.** Газовые гидраты, предупреждение их образования и использование / Юрий Федорович Макогон. – М.: Недра, 1985. – 232 с.
3. **Vu V.Q.** Use of a predictive electrolyte equation of state for the calculation of the gas hydrate formation temperature in the case of systems with methanol and salts / V.Q. Vu, P.D. Suchaux, W.Fürst // Fluid Phase Equilibria. – 2002. – V. 194–197. – P. 361–370.
4. **Masoudi R.** Estimating the hydrate stability zone in the presence of salts and/or organic inhibitors using water partial pressure / R. Masoudi, B. Tohidi // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2005. – V. 46, № 1–2. – P. 23–36.
5. **Андрющенко Ф.К.** Растворы электролитов как антигидратные ингибиторы / Ф.К. Андрющенко, В.П. Васильченко, В.И. Шагайденко. – Харьков: «Вища школа», 1973. – 38 с.

© Ю.В. Пономарьов

канд. техн. наук

М.Г. Притула

канд. фіз.-мат. наук

Інститут транспорту газу

ПАТ «Укртрансгаз»

О.М. Химко

канд. техн. наук

Національний університет

«Львівська політехніка»

В.Ф. Чекурін

д-р фіз.-мат. наук

Інститут прикладних проблем

механіки і математики

ім. Я.С. Підстригача НАН України

Автоматизація управління ГТС: стан та перспективи розвитку з використанням MES

УДК 681.518

У статті дано аналіз стану автоматизації управління газотранспортною системою як виробничо-комерційним комплексом. Здійснено огляд технічних і програмних засобів, які можна використовувати для автоматизації управління на різних рівнях, їхніх виробників і постачальників, а також фірм, які надають послуги із розроблення та впровадження систем автоматизації управління. Розглянуто схему взаємодії засобів автоматизації різних рівнів моделі функціональної ієрархії управління виробничим підприємством. На цій основі запропоновано структуру програмно-технічного комплексу для автоматизації управління ГТС і розглянуто функції його складових.

Ключові слова: газотранспортна система, автоматизація управління, програмно-технічні комплекси.

В статье дан анализ состояния автоматизации управления газотранспортной системой как производственно-коммерческим комплексом. Выполнен обзор технических программных средств, которые можно использовать для автоматизации управления на разных уровнях, их производителей и поставщиков, а также фирм, предоставляющих услуги по разработке и внедрению систем автоматизации управления. Рассмотрена схема взаимодействия средств автоматизации различных уровней модели функциональной иерархии управления производственным предприятием. На этой основе предложена структура программно-технического комплекса для автоматизации управления ГТС и рассмотрены функции его составляющих.

Ключевые слова: газотранспортная система, автоматизация управления, программно-технические комплексы.

The paper analyzes the automation status of management of the gas transmission system (GTS) viewed as production and business facility. Hardware and software to be used for various GTS management automation levels, their manufacturers and suppliers providing the management automation system development and implementation services are reviewed. A scheme of interaction of different level automation facilities within the model of functional hierarchy of manufacturing enterprise management is considered. Based on the above, a structure of the hardware and software suite for GTS management automation is suggested and functions of its components are considered.

Key words: gas transmission system, management automation, hardware and software suites.

Застосування концепції MES та стандартів ANSI/ISA 95 й ANSI/ISA 88 дає можливість створювати системи автоматизації виробничих підприємств, які ефективно використовуються на виробництвах рецептурного, неперервного та дискретного типів [1]. Це дає підстави очікувати, що використання такого підходу для побудови системи автоматизації управління ГТС на оперативному рівні допоможе істотно підвищити керованість газотранспортної системи, ефективність її експлуатації та прибутковість.

Однак створення та запровадження системи комплексної комп'ютеризації управління ГТС потребує значних затрат. Тому важливу роль відіграють опрацювання та верифікація в рамках концепції MES структури та функ-

ціональності такої системи з урахуванням специфіки й актуального стану газотранспортних підприємств й очікуваного ефекту від її впровадження.

Ця стаття продовжує розгляд, розпочатий у публікації [1]. Тут проведено аналіз сучасного стану автоматизації управління ГТС та запропоновано підхід до проведення модернізації ГТС на засадах автоматизації (комп'ютеризації) управління газотранспортною системою із застосуванням концепції MES.

Стан автоматизації управління ГТС

Сучасний стан автоматизації управління газотранспортною системою України сформувався за останнє десятиліття унаслідок розрізної автоматизації окремих

об'єктів газотранспортної інфраструктури, окремих технологічних процесів чи напрямів управління. Його можна охарактеризувати так: фрагментарний і безсистемний. Такий підхід не передбачає координації дій, спрямованих на автоматизацію різних об'єктів, як і забезпечення взаємодії між системами автоматизації цих об'єктів.

Наслідком цього є інформаційна несумісність окремих технологічних об'єктів і процесів, спричинена відсутністю єдиної науково-обґрунтованої концепції автоматизації управління ГТС та застосуванням інформаційно несумісних засобів автоматизації різних об'єктів. Це істотно ускладнює доступ до технологічної інформації користувачів оперативного та стратегічного рівнів управління.

Усунення інформаційної гетерогенності ГТС та створення централізованої інформаційної системи з можливістю дистанційного доступу до її даних суб'єктів управління з різних рівнів функціональної ієрархії дозволили б значно підвищити керованість газотранспортної системи, а відтак – і ефективність її роботи.

Проте потрібно підкреслити, що застосування комплексного підходу до автоматизації ГТС (відомого як підхід ТІА [1]), що було б радикальним вирішенням проблеми, потребує не тільки докорінної модернізації усієї газотранспортної інфраструктури, але й запровадження інших технологій менеджменту. Реалізація такого завдання для ГТС України на сучасному етапі потребує занадто великих інвестицій як у розвиток інфраструктури (створення програмно-технічного комплексу для автоматизації управління від самого початку), так в людські ресурси (підготовка та перепідготовка кадрів). Тому доцільно здійснювати модернізацію управління ГТС поетапно, зі збереженням вже існуючих засобів шляхом автоматизації оперативного управління виробничими процесами із використанням MES. Це забезпечить, принаймні, неперервність інформаційних потоків на вертикалі «керування технологічними процесами – оперативне управління виробництвом – управління бізнес-процесами».

Подібну точку зору висловив представник диспетчерсько-технологічного управління ВАТ «Газпром» Борис Григор'єв [2]. Він зазначив, що Газпром не має єдиного програмного комплексу для автоматизації управління виробничою діяльністю ГТС, який би використовували в усіх дочірніх компаніях, і створювати його недоцільно, оскільки існуючі розрізнені системи функціонують доволі успішно. Виходячи із цього, в компанії продовжують реалізувати проекти, спрямовані на вдосконалення АСУТП із застосуванням SCADA і модернізацію системи управління корпоративного рівня на базі SAP. Забезпечення взаємодії систем АСУТП і ERP планується досягти шляхом побудови системи диспетчерського управління як MES-системи [2].

Для побудови багаторівневих розподілених систем диспетчерського управління ЗАТ «АтлантикТрансгазСистема» пропонує використовувати систему СПУРТ [3], що являє собою інтегровану багатофункціональну платформу, яка складається із декількох функціональних модулів: підсистеми реального часу SCADA, підсистеми архівування і диспетчерських задач (MES), підсистеми введення-ви-

ображення даних на основі Інтранет, комплексів для математичного моделювання процесів у ГТС, підсистеми підтримки прийняття управлінських рішень, системи виявлення витоків.

Згідно з концепцією, яку реалізує ТЗОВ «Компанія» ТЕРСИС, автоматизація виробничої діяльності газотранспортного підприємства – це комплекс взаємопов'язаних задач, який охоплює: комплекс систем диспетчерського управління, засоби контролю показників експлуатації обладнання, системи відбору й аналізу результатів діагностичних обстежень, системи управління технічним обслуговуванням і ремонтом обладнання, засоби для підтримки заходів із підвищення надійності обладнання, засоби для контролю власних ремонтних і аварійних бригад, засоби для контролю й аналізу загальних показників діяльності. Цю концепцію детально викладено в монографії [4].

Концепцію побудови та методи реалізації автоматизованої системи оперативно-диспетчерського управління газотранспортною системою України розглянуто в [5]. Тут визначено основні концептуальні принципи побудови, методи розробки й засоби реалізації такої системи на основі MES.

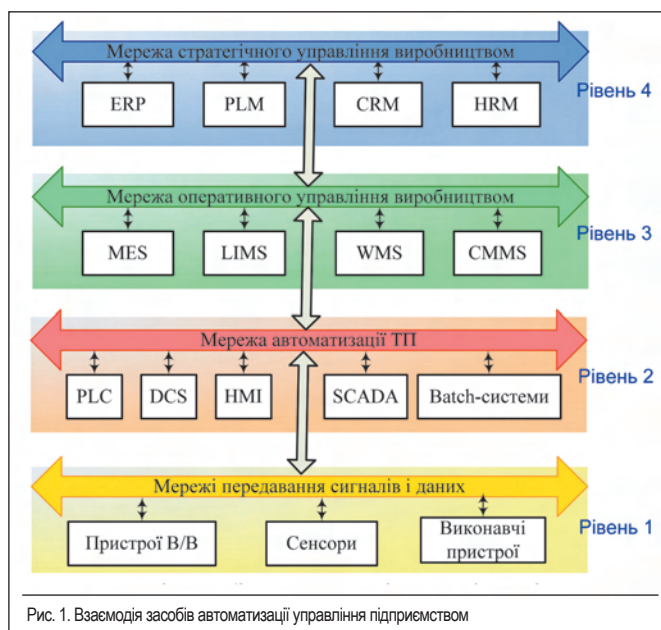
Програмно-технічні засоби автоматизації управління ГТС

На ринку програмно-технічних систем для автоматизації управління виробничими підприємствами є досить багато пропозицій, які можна застосовувати у газотранспортній галузі. Частина цих систем збудовано відповідно до стандартів ANSI/ISA-95 (ISO/IEC-62264) та ANSI/ISA-88 (IEC 61512). Серед фірм, що займаються розробленням і впровадженням програмно-технічних систем для автоматизації управління газотранспортними системами, є такі світові бренди, як ABB, Emerson Process Management, Invensys plc, OSI Soft, PSI, SAP та ін.

Група ABB пропонує розподілені системи автоматичного контролю для газопроводів та компресорних станцій на основі платформи 800xA [6].

Компанія Emerson Process Management є постачальником SCADA-рішень для систем транспортування і розподілу газу, а також програмного забезпечення, віддалених терміналів (RTU-Remote Terminal Unit) та комп'ютерних вимірювачів потоків газу [7].

Компанія Invensys plc постачає на ринок програмні рішення для систем управління реального часу під назвою Wonderware, призначені, у тому числі, для нафтогазової галузі [8]. Вона пропонує інформаційну систему управління процесами PIMS (англ. Process Information Management Systems) для систем видобування, транспортування та переробки як альтернативу SCADA-системам, що традиційно використовуються в цій галузі. Wonderware – підрозділ компанії, що має представництва в Україні. Системи диспетчерського управління на основі Wonderware використовують фахівці деяких підрозділів ВАТ «Газпром» (Росія), зокрема Газпром добыча Ямбург [9], ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз [10], Тюменьтрансгаз [11].



Компанія OSI Soft є розробником і постачальником PI System – програмної системи для управління даними реального часу і подіями [12]. Ця система інтегрує дані з усіх джерел, оперативні дані та бізнес-інформацію і надає доступ до цієї консолідованої інформації суб'єктам і системам для прийняття рішень. Система PI здатна взаємодіяти із більш ніж 400 системами даних і інформаційними джерелами, серед яких: розподілені системи керування (DCS), SCADA, Batch-системи, MES технічного обслуговування, LIMS та ін.

Комплект PSI GMS (англ. *PSI Gas Management Suite*) фірми PSI [13] – це модульна система прикладних програм для автоматизованого контролю, моніторингу, аналізу та менеджменту в газотранспортній галузі. Функціональність PSI GMS охоплює транспортування газу, газосховища, комп'ютерне моделювання і прогнозування, технічне обслуговування, підготовку звітів тощо.

Корпорація SAP AG [14] розробляє ESA-рішення (англ. *Enterprise Software Application*) – програмне забезпечення для підприємств, призначене для управління бізнес-процесами з клієнтами. Розробки цієї корпорації для газової галузі спрямовані на оптимізацію управління активами підприємства, прискорення процесів постачання, підвищення ефективності, зниження бізнес-ризиків.

Фірма SIEMENS [15] пропонує програмний продукт SIMATIC IT для комплексної автоматизації виробничих підприємств (TIA) згідно зі стандартом ISA-95. Основою SIMATIC IT є модуль SIMATIC IT Production Suite. Він включає в себе середовище для моделювання виробництва SIMATIC IT Framework та набір базових компонентів для реалізації основних функцій автоматизації оперативного управління виробничою діяльністю згідно зі стандартом ISA-95. Основні модулі SIMATIC IT: *Material Manager* – модуль для управління матеріалами, *Messaging Manager* – менеджер повідомлень, *Production Order*

Manager – менеджер виробничих замовлень, диспетчеризація виробництва, *Personnel Manager* – менеджер персоналу, *Historian* – управління відбором, нагромадженням та збереженням даних та набір засобів для їх обробки; *Unilab* – управління лабораторними дослідженнями (LIMS), *Interspect* – управління специфікаціями продукту.

SIMATIC IT здатний інтегруватися з системами і компонентами інших розробників, а також із уже встановленими на підприємстві системами автоматизації.

Крім названих уже фірм-розробників програмного забезпечення для газотранспортної галузі, відомі також розробки SIMONE фірми «Simone Research Group» [16]. Розробки SIMONE призначені для моделювання стаціонарних і нестационарних процесів у газотранспортних мережах, управління і диспетчеризації цих мереж, оптимізації газотранспортних систем та їх проектування.

В Україні розробленням програмно-технічних систем автоматизації управління ГТС займаються проектно-дослідницькі структури ПАТ «Укртрансгаз» (Науково-дослідний і проектний інститут транспорту газу, м. Харків), наукові колективи вищих навчальних закладів (ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ, Харківський національний університет радіоелектроніки (проф. А.Д. Тевяшев), інститутів НАН України (Інститут електрозварювання ім. Є.О. Патона, Інститут гідродинаміки, Інститут проблем міцності та ін.) та комерційних структур (ТзОВ «Інтеграл», м. Львів, ТзОВ «Математичний центр», м. Львів).

Модель ієрархії засобів автоматизації управління підприємством

Застосовуючи п'ятирівневу модель функціональної ієрархії виробничого підприємства [17] та беручи до уваги наявність програмно-технічних засобів автоматизації, які можна використовувати на різних рівнях управління, подамо модель ієрархії засобів автоматизації підприємства у вигляді сукупності засобів, які діють на рівнях управління з першого по четвертий, інформаційних мереж для передавання даних у межах кожного рівня управління та каналів для обміну інформацією між рівнями (рис. 1). Дані, які передаються між сусідніми рівнями знизу вгору, консолідуються відповідно до часових характеристик інформаційних процесів, які обробляються на вищому рівні. Інформація, що спускається з верхніх рівнів на нижні, деталізується відповідно до інформаційних потреб нижчого рівня.

На рівні керування технологічними процесами використовують кінцеві пристрої автоматики та телемеханіки (актуатори), перетворювачі фізичних величин (сенсори), пристрої введення/виведення інформації.

На другому рівні використовують інтелектуальні системи, призначені для обробки даних, які надходять із сенсорного шару першого рівня, та вироблення сигналів управління виконавчими пристроями цього рівня. Це – програмовані логічні контролери (PLC), розподілені системи автоматичного керування (англ. *Distributed Control Systems* – DCS), SCADA-системи (англ. *Supervisory Control and Data Acquisition*) та batch-системи (англ. *Batch Automation Systems*).

Декілька типів комп'ютеризованих систем використовують, зазвичай, і на третьому рівні. Їх називають системами оперативного управління виробництвом (англ. *Manufacturing Operations Management Systems* – MOMS). Вони забезпечують підтримку чотирьох груп функцій оперативного управління рівня MOM (управління виробництвом, технічним обслуговуванням, якістю та запасами). Крім MES, до них належать лабораторні інформаційно-керуючі системи (англ. *Laboratory Information Management System* – LIMS), системи управління складами (англ. *Warehouse Management System* – WMS) та комп'ютеризовані системи управління технічним обслуговуванням (англ. *Computerized Maintenance Management System* – CMMS).

Для підтримки функцій четвертого рівня також використовують декілька типів прикладних програм. Це – системи управління циклом життя виробу (англ. *Product Lifecycle Management* – PLM), системи планування ресурсів підприємства (англ. *Enterprise Resource Planning* – ERP), системи взаємодії з клієнтами (англ. *Customer Relationship Management* – CRM), системи управління персоналом (англ. *Human Resource Management* – HRM).

PLM-система – це комплекс засобів для підтримки інформаційних процесів відстеження продукту впродовж усього його життєвого циклу. Життєвий цикл продукту охоплює усі фази його існування: зародження та розвиток концепції, моделювання, проектування, розроблення технології, виготовлення, маркетинг і реалізація, інсталяція, супровід і технічна підтримка, демонтівання, утилізація тощо.

Системи CRM надають підтримку в управлінні взаємодією компанії з наявними та потенційними клієнтами. Ці системи використовують комп'ютерні інформаційні технології для організації, автоматизації і синхронізації маркетингу, продажу, технічної підтримки та обслуговування клієнтів.

Системи HRM – комп'ютеризовані системи, які надають підтримку в управлінні людськими ресурсами, а також інструментарій для інформатизації та автоматизації управління процесами відбору та залучення, підготовки та кваліфікування, заохочення працівників різних категорій.

Окрім систем ERP, PLM, CRM та HRM, до систем четвертого рівня управління можна віднести також системи розроблення технологічних процесів PDES (англ. *Process Development Execution System*). PDES – це спеціалізовані програмно-технічні системи, призначені для розроблення високотехнологічних виробничих процесів. Вони виникли як засоби автоматизації проектування у таких наукоємних галузях, як напівпровідникові та нанотехнології, виробництво мікроелектромеханічних систем MEMS (англ. *Microelectromechanical systems*) та біомедичної апаратури тощо. Ці системи тісно пов'язані, з одного боку, з системами PLM, а з іншого – із MES-системами.

Для обміну даними систем автоматизації технологічних процесів із MES-системами можна використовувати інформаційні системи виробництва MIS (англ. *Management Information System*). MIS – це системи нагромадження й оброблення даних про події на нижньому рівні, параметри технологічних процесів і стану обладнання. Ці системи діють на межі між PAS- та MES-системами і

надають системам рівня MOM оперативну інформацію у відповідному форматі, необхідну для планування, контролю та оперативного управління ТП.

Взаємодію MOMS із системами четвертого рівня можна організувати із застосуванням технології інтеграції прикладних програм підприємства EAI (англ. *Enterprise Application Integration*) [18], застосовуючи для обміну даними формати даних та інтерфейси B2MML.

Концепція MES-орієнтованої автоматизації управління ГТС

Стандарт ANSI/ISA 95 надає концептуальну основу для автоматизації оперативного управління ГТС. Тож застосування цієї концепції дає можливість здійснювати модернізацію ГТС на засадах автоматизації управління зі збереженням уже встановлених на технологічних (першому і другому) та корпоративному (четвертому) рівнях засобів автоматизації.

Якщо взяти за основу модель ієрархії засобів автоматизації, зображену на рис. 1, то модернізацію ГТС на засадах автоматизації управління потрібно розпочинати зі створення системи автоматизації оперативного управління (третій рівень). Оскільки комплектування цього рівня із готових програмно-технічних комплексів на сучасному етапі реалізувати нереально, то розглянемо тут модель програмного комплексу для автоматизації оперативного управління ГТС, який необхідно створити.

У публікаціях [19–21] розглянуто узагальнені математичні моделі ГТС, варіанти архітектури програмно-технічного комплексу для управління ГТС. Із використанням методології IDEF0 проведено аналіз функцій складових цього комплексу.

Виходячи із результатів цих досліджень, пропонуємо структуру програмно-технічного комплексу, яка включає в себе програмно-технічні системи (ПТС) для:

- управління транспортуванням газу (УТГ);
- управління підземними сховищами газу (УПСГ);
- управління технічним обслуговуванням та ремонтами (УТОР).

Рівень оперативного управління за такого підходу здійснює консолідацію даних нижніх рівнів і передавання їх на четвертий (корпоративний) рівень, а також відповідає за інформаційні потоки зворотного напрямку. Для забезпечення інформаційної взаємодії засобів автоматизації управління, які діють на різних рівнях, пропонується включити у структуру ПТК інформаційну систему (ІС), яка містить бази даних об'єктів ГТС (БДО), режимів і конфігурацій (БДРіК), технологічної інформації (БДТІ), стратегічного управління (БДСУ) та репозиторії документів різних рівнів управління.

Отже, структура ПТК для автоматизації управління ГТС після впровадження MES матиме вигляд (рис. 2).

Використання інформаційної системи дає можливість змінити структуру вертикальних інформаційних потоків. ПТС третього рівня відбирають дані щодо процесів, які відбуваються на нижніх рівнях, здійснюють їх інтеграцію, консолідацію та тематичне оброблення і поміщають цю інформацію у бази даних стратегічного рівня. Команди

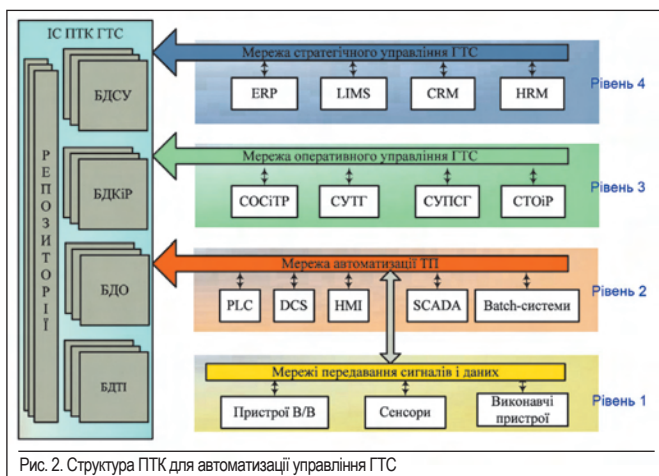


Рис. 2. Структура ПТК для автоматизації управління ГТС

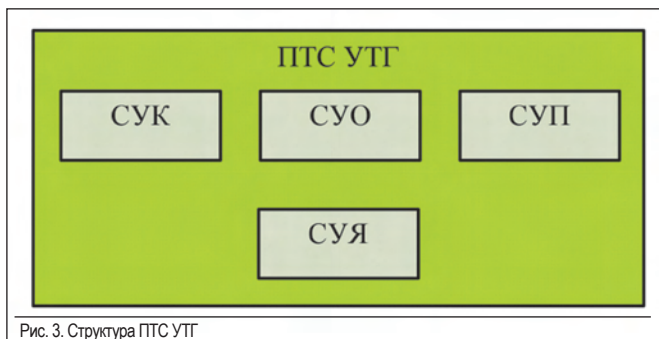


Рис. 3. Структура ПТС УТГ

управління, які формуються на четвертому рівні, нагромаджуються у базах даних цього рівня. ПТС третього рівня, які мають доступ до цих баз даних, відбирають цю інформацію, деталізують, конкретизують її і розміщують сформовані дані у базах даних другого рівня.

ПТС третього рівня забезпечують усі чотири напрямки оперативного управління (виробництво, технічне обслуговування, запаси, якість) і здійснюють усі вісім типів активностей згідно з моделлю c-MES, а саме: визначення продукту, управління ресурсами, планування, диспетчеризація, контроль виробництва, відбір даних, аналіз продуктивності, відстеження продукції [22].

На схемі, показаній на рис. 2, СОСІТР – це система оптимізації структури ГТС і технологічних режимів. Вона реалізує функції моделювання фізичних процесів у ГТС, які протікають за різних режимів експлуатації, за змін цих режимів, а також конфігурації мережі, умов довкілля, за аварійних умов, природних катаклізмів тощо. До складу СОСІТР входить математичний інструментарій для оптимізації структури мережі та режимів течії газу, оптимального керування перехідними режимами транспортування газу. Її можна використовувати для проектування структури мережі, розроблення нових режимів експлуатації, відпрацювання аварійних ситуацій тощо. Ця система є аналогом систем PDES, які, як правило, відносять до четвертого рівня. За допомогою СОСІТР формуються алгоритми функціонування інших ПТС цього рівня, насамперед СУТГ.

У структурі ПТК відсутня окрема ПТС для управління якістю. Це пояснюється тим, що якість природного газу

визначається його термодинамічним станом (компонентним складом, тиском та температурою), за якого він передається споживачеві. Значення цих параметрів залежать від якості газу на входах ГТС та на виходах ПСГ. Остаточні параметри якості товарного газу формуються унаслідок змішування газів, які надходять із різних джерел та з ПСГ, у процесі транспортування. Тож якість товарного газу формується унаслідок керування обладнанням і потоками. Тому функцію управління якістю пропонується реалізувати у складі ПТС ГТС. Із урахуванням цього структура ПТС УТГ матиме вигляд (рис. 3).

До складу ПТС УТГ входять: СУК – система управління конфігурацією ГТС, СУО – система управління обладнанням, СУП – система управління потоками та СУЯ – система управління якістю товарного газу. ПТС ГТС функціонує за таким алгоритмом. На основі сформованого на стратегічному рівні плану постачання газу користувачам на певний період із використанням СУП формуються множини конфігурацій ГТС і режимів експлуатації обладнання на цей період та розклади їх застосування. На цій основі формуються алгоритми роботи СУК і СУО. На базі сформованих потоків і режимів експлуатації обладнання СУЯ визначає якість газу, який буде поставлений кожному із користувачів. Якщо отримані якісні показники не відповідають заданим, то СУП вносить відповідні зміни у розклад конфігурацій і режимів експлуатації обладнання.

Запропонована структура ПТК дасть можливість автоматизувати процес управління ГТС на оперативному рівні та забезпечить неперервність інформаційних потоків на вертикалі «керування технологічними процесами – оперативне управління ГТС – управління бізнес-процесами» зі збереженням існуючих систем автоматизації технологічних процесів і засобів комп'ютеризації управління на корпоративному рівні.

Висновки

Для сучасного стану ГТС властива інформаційна несумісність окремих технологічних об'єктів, спричинена відсутністю координації дій під час проведення реконструкції та модернізації інфраструктури. Усунення інформаційної гетерогенності ГТС та створення централізованої інформаційної системи з можливістю дистанційного доступу до її даних суб'єктів управління на різних рівнях функціональної ієрархії дадуть можливість підвищити керованість системи, а відтак – і поліпшити ефективність її роботи.

Застосування підходу комплексної автоматизації управління газотранспортною системою потребує значних інвестицій. Тому проведення реконструкції ГТС України на засадах тотальної автоматизації управління на цьому етапі є недоцільним. Модернізацію управління ГТС потрібно проводити поетапно, зі збереженням вже існуючих засобів автоматизації окремих об'єктів і процесів шляхом запровадження каналів електронного обміну даними, створення централізованого сховища даних та інформаційно-аналітичної системи, яка здійснює тематичну обробку та аналіз інформації відповідно до потреб користувачів на усіх рівнях управління і надає їм віддалений доступ до цієї інформації за їхніми запитами. Це можна реалізувати шляхом

створення комп'ютеризованої системи диспетчерського управління ГТС за методологією MES та з використанням web-технологій. Реалізація такого підходу забезпечить неперервність інформаційних потоків як у горизонтальних напрямках, так і по вертикалі «керування технологічними процесами–оперативне управління виробництвом–управління бізнес-процесами».

Потрібно проводити наукові дослідження у напрямку розроблення системи комплексної автоматизації ГТС за підходом ТІА. Результати цих досліджень дадуть мож-

ливість виробити науково обґрунтоване бачення стану проблеми, сформулювати стратегію розвитку системи управління ГТС і на цій основі оптимізувати підходи до поетапної автоматизації. До того ж проведення цих досліджень допоможе сформувати групу висококваліфікованих спеціалістів – експертів із проблеми автоматизації управління ГТС, здатних об'єктивно аналізувати різні підходи, прогнозувати наслідки їх реалізації, оцінювати комерційні пропозиції постачальників програмно-технічних засобів автоматизації.

Список використаних джерел

1. **Притула М.Г.** Методологія побудови комп'ютеризованих систем управління виробничими підприємства з використанням MES / М.Г. Притула, О.М. Химко, В.Ф. Чекурін // Нафтогазова галузь України. – 2015. – № 1. – С. 31–36.
2. **Полякова М.** Совместимость представлений / М. Полякова // Директор информационной службы [Електронний ресурс]. – Режим доступа: <http://www.osp.ru/cio/2011/06/13009238/>.
3. **Зельдин Ю.М.** Концепция построения современной информационно-управляющей системы в диспетчерском центре газотранспортного общества ОАО «Газпром» [Електронний ресурс] / Ю.М. Зельдин, А.А. Ковалёв. – Режим доступа: http://www.atgs.ru/Sites/atgs_ru/Uploads/samara.9E337D05265F4BC8B9ABC82460B50988.pdf.
4. **Решетников И.С.** Автоматизация производственной деятельности газотранспортной компании / И.С. Решетников. – М.: НГСС, 2011. – 116 с.
5. **Пономарев Ю.** Концепция построения и методы реализации автоматизированной системы оперативно-диспетчерского управления газотранспортной системой Украины: в кн. Natural and Artificial Intelligence / Ю. Пономарев, Б. Клюк, В. Борисенко. – SOFIA: ITHEA, 2010. – P. 189–193.
6. **System 800xA.** Fully automated ESD System for major gas plant increases safety [Електронний ресурс]. – Режим доступа: [http://www05.abb.com/global/scot/scot349.nsf/veritydisplay/ac82e4f7a4c9c9d7c12576540058ca95/\\$file/](http://www05.abb.com/global/scot/scot349.nsf/veritydisplay/ac82e4f7a4c9c9d7c12576540058ca95/$file/).
7. **Emerson Process Management** [Електронний ресурс]. – Режим доступа: <http://www2.emersonprocess.com/en-US/industries/oil-gas/Pages/OilandGas.aspx>.
8. **Wonderware:** MES and EMI [Електронний ресурс]. – Режим доступа: http://global.wonderware.com/EN/PDF%20Library/Brochure_Wonderware_MES-EMI.pdf.
9. **Информационно-управляющая** система диспетчерского управления (ИУС ДУ) ООО «Газпром добыча Ямбург» [Електронний ресурс]. – Режим доступа: http://www.wonderware.ru/pdf/WW_sstory_GazpromYamburg_ru_1210.pdf.
10. **Лукойл-Коми.** Автоматизированная система оперативно-диспетчерского управления [Електронний ресурс]. – Режим доступа: http://www.wonderware.ru/pdf/WW_sstory_ItecoLukoil_ru_1210.pdf.
11. **Информационно-управляющая** система для ООО «Тюментрансгаз» (Газпром) [Електронний ресурс]. – Режим доступа: http://www.wonderware.ru/pdf/WW_Tumentransgaz_reference_2p_ru_0312.pdf.
12. **OSI Soft.** [Електронний ресурс]. – Режим доступа: <http://www.osisoft.com/>.
13. **PSI AG.** [Електронний ресурс]. – Режим доступа: <http://www.psi.de/en/psi-energymanagement/oil-and-gas/>.
14. **SAP for Oil & Gas.** [Електронний ресурс]. – Режим доступа: <http://www.sap.com/solution/industry/oil-gas.html>.
15. **SIMATIC IT** – для построения MES-систем. От планирования к производству. Информация по продукту. Siemens. [Електронний ресурс]. – Режим доступа: http://www.siemens.com/simatic_it.
16. **SIMONE Research Group.** Solutions For Simulation And Optimisation In The Gas Industry [Електронний ресурс]. – Режим доступа: <http://www.simone.eu>.
17. **Bernus P.** A framework to define a generic enterprise reference architecture and methodology. Computer Integrated Manufacturing Systems / Bernus P., Nemes L. – 1996. – Vol. 9 (3). – P. 179–191.
18. **MSDN.** Tutorial 1: Enterprise Application Integration [Електронний ресурс]. – Режим доступа: <http://msdn.microsoft.com/en-us/library/aa578030.aspx>.
19. **Чекурін В.Ф.** Структура та функції інтегрованого програмно-технічного комплексу для автоматизації управління газотранспортною системою / В.Ф. Чекурін, М.Г. Притула, О.М. Химко // Вісник Національного університету «Львівська політехніка». Автоматика, вимірювання та керування. – 2013. – № 774. – С. 51–60.
20. **Чекурін В.Ф.** Математична модель структури газотранспортної системи / В.Ф. Чекурін, М.Г. Притула, О.М. Химко // Вісник Національного університету «Львівська політехніка». Комп'ютерні науки та інформаційні технології. – 2013. – № 771. – С. 187–196.
21. **Чекурін В.Ф.** Моделювання архітектури та функціональності програмно-технічного комплексу для автоматизації управління магістральними газопроводами / В.Ф. Чекурін, М.Г. Притула, О.М. Химко / Фізико-математичне моделювання та інформаційні технології. – 2013. – № 18. – С. 209–218.
22. **MESA International.** MESA Model. [Електронний ресурс]. – Режим доступа: <http://mesa.org/en/modelstrategicinitiatives/MESAModel.asp>.

© С.Г. Вакарчук
канд. геол. наук
ДП «Науканафтогаз»

Ресурсний потенціал нетрадиційних вуглеводнів ущільнених карбонатних порід турнейського ярусу ДДЗ

УДК 553.98:550.8(477.52/.6)

У статті наведено результати досліджень стосовно потенційної нафтогазоносності ущільнених карбонатних порід турнейського ярусу нижньокам'яновугільного комплексу Дніпровсько-Донецької западини. Визначено територіальну поширеність перспективних карбонатних утворень, наведено їх характеристику та виконано кількісну оцінку ресурсів нетрадиційних нафти і газу.

Ключові слова: турнейський ярус, карбонати, нетрадиційні вуглеводні, перспективні зони, оцінка ресурсів.

В статье приведены результаты исследований относительно потенциальной нефтегазоносности уплотненных карбонатных пород турнейского яруса нижнекаменноугольного комплекса Днепро-Донецкой впадины. Определена территориальная распространенность перспективных карбонатных образований, приведена их характеристика и выполнена количественная оценка ресурсов нетрадиционных нефти и газа.

Ключевые слова: турнейский ярус, карбонаты, нетрадиционные углеводороды, перспективные зоны, оценка ресурсов.

The paper features results of researches regarding the assessment of hydrocarbon saturation related to the Tournaisian stage tight carbonate rocks in the Dnipro-Donets depression. Areal development outline, detail description, and quantitative assessment of unconventional oil and gas resources for these prospective carbonate formations are presented.

Key words: Tournaisian stage, carbonates, unconventional hydrocarbons, prospective zones, resource assessment.

Дніпровсько-Донецька западина (ДДЗ) є основним нафтогазовидобувним регіоном України. Щорічно тут видобувають близько 18 млрд м³ газу та 2,4 млн т нафти і газового конденсату. Основний обсяг видобутку вуглеводнів припадає на «старі» родовища, що були відкриті ще за радянських часів. Частка видобутку з родовищ, що були відкриті після 1992 року, не перевищує 15 %. Практично всі нові відкриті родовища вуглеводнів за запасами належать до дрібних або дуже дрібних. Виняток становить відкрите 2005 року Кобзівське газоконденсатне родовище із запасами 41,5 млрд м³ (у т.ч. початкові балансові запаси – 31,5 млрд м³, попередньо розвідані запаси 10,0 млрд м³). Проведений аналіз свідчить про те, що незважаючи на відкриття значної кількості нових нафтових і газових родовищ, їх запаси є недостатніми для створення надійної бази не тільки для зростання, але й для забезпечення досягнутих рівнів видобутку вуглеводнів. Так, у 2014 році в ДДЗ було прирощено всього 4,5 млрд м³, що на 58 % менше, ніж у 2013 році, і на 85 % менше, ніж у 2012 році. Запасів нафти 2014 року було прирощено всього 260 тис. т, що на 58 % менше, ніж у 2013 році, і на 85 % менше, ніж у 2012 році. З огляду на таке зменшення приростів запасів газу та нафти, в середньостроковій перспективі варто очікувати і на зменшення обсягів його видобутку. Досвід США показує, що компенсувати падіння видобутку вуглеводнів із традиційних родовищ можливо за рахунок освоєння дже-

рел таких нетрадиційних вуглеводнів, як сланцевий газ і сланцева нафта, газ і нафта ущільнених порід, метан вугільних товщ [1–4]. У ДДЗ одним із перспективних напрямів у цьому відношенні може бути пошук нетрадиційних скупчень вуглеводнів у різновікових карбонатних відкладах палеозойського комплексу, а саме: у саргаївсько-семилуцьких і задонських відкладах верхньодевонського комплексу, турнейських і нижньовізейських відкладах нижньокам'яновугільного комплексу та башкирських відкладах середньокам'яновугільного комплексу [5, 6]. У цій статті розглянуто перспективи нафтогазоносності ущільнених карбонатних порід турнейського ярусу.

Дослідження проблеми пошуків скупчень нетрадиційних вуглеводнів в ущільнених карбонатних породах Дніпровсько-Донецької западини знаходиться на початковій стадії. До цього часу оцінку перспектив пошуку нафти і газу нетрадиційного типу у карбонатних утвореннях здійснювали лише попутно, одночасно з вивченням нафтогазоносності сланцевих і ущільнених алевро-піщаних порід. Це чітко простежується у ряді наукових праць, у тому числі у циклі наукових монографій, присвячених оцінці перспектив пошуку нетрадиційних вуглеводнів у нафтогазоносних регіонах України [5, 6]. У них на основі аналізу величезного об'єму даних розглянуто основні теоретичні та практичні аспекти пошуку нетрадиційних нафти і газу в сланцевих і ущільнених алевро-піщаних породах,

виконано попередню оцінку їх ресурсного потенціалу, а також визначено першочергові об'єкти для проведення пошуково-оціночних робіт. На відміну від сланцевих та ущільнених алевро-піщаних порід, для карбонатних утворень ДДЗ лише сформовано систему критеріїв оцінки перспектив пошуку скупчень нетрадиційних вуглеводнів і визначено основні рівні розповсюдження перспективних порід [5–7]. Питання латерального розповсюдження перспективних карбонатних утворень, ранжування їх за ступенем перспективності і кількісної оцінки ресурсної бази практично не розглядалися. Це повною мірою стосується і карбонатних відкладів турнейського ярусу.

Матеріали та методи досліджень

Робота базується на комплексному аналізі геолого-геофізичних і геолого-промислових матеріалів по відкладах турнейського ярусу, а також із урахуванням розроблених раніше критеріїв оцінки нафтогазоносності нетрадиційних карбонатних утворень [5, 6]. Найбільш важливу роль грають такі критерії: літологічний склад – вапняки глинисті, чисті вапняки, глинисті доломіти і доломіти (найбільш перспективні – глинисті зернисті і детритові вапняки); залягання ущільнених карбонатних порід у парагенезі з глинистими утвореннями, збагаченими органічною речовиною з мінімальним вмістом C_{org} – 1 % (ступінь перспективності порід зростає зі збільшенням вмісту C_{org}); ступінь термальної зрілості порід: для нетрадиційної нафти – інтервал від кінця стадії MK_1 ($R^0 - 0,60$) до кінця стадії MK_2 ($R^0 - 0,80$); для нетрадиційного газу – інтервал від кінця стадії MK_2 ($R^0 - 0,80$) до кінця стадії AK_1 ($R^0 - 2,5$); пористість порід: для газу – не менше 1,5 %, для нафти від 2 %; проникність порід: для газу – не менше 0,009 мД; для нафти – 0,1 мД; товщина перспективного горизонту не менш ніж 25 м для нафти та не менш 40 м для газу; глибина залягання перспективних пластів – до 4500 м.

За результатами досліджень відповідно до вищезазначених критеріїв було побудовано карти оціночних параметрів і проведено їх комплексування. На основі цього складено узагальнену карту якісної оцінки перспектив карбонатних утворень турнейського ярусу на нетрадиційні вуглеводні.

Усього у роботі було використано результати понад 250 аналізів петрофізичних властивостей порід, 169 аналізів катагенетичної зрілості порід, 48 визначень C_{org} , 78 рентгеноструктурних аналізів і понад 320 описів керна та шліфів із 240 свердловин. Також із метою виділення у розрізі інтервалів залягання порід, що перспективні на нетрадиційні вуглеводні, і оцінки їх промислових параметрів було виконано комплексну інтерпретацію матеріалів ГДС 15 свердловин із застосуванням спеціалізованих методик.

Стратиграфічне положення і літолого-фаціальна характеристика відкладів

Турнейські відклади достатньо поширені в межах ДДЗ. У стратиграфічному відношенні, відповідно до діючого стратиграфічного кодексу України, відклади турнейського ярусу нижньокам'яновугільного відділу поділяються на два під'яруси – верхній та нижній. Відклади верхнього під'ярусу відповідають зонам C_1tc C_1td Донецького басей-

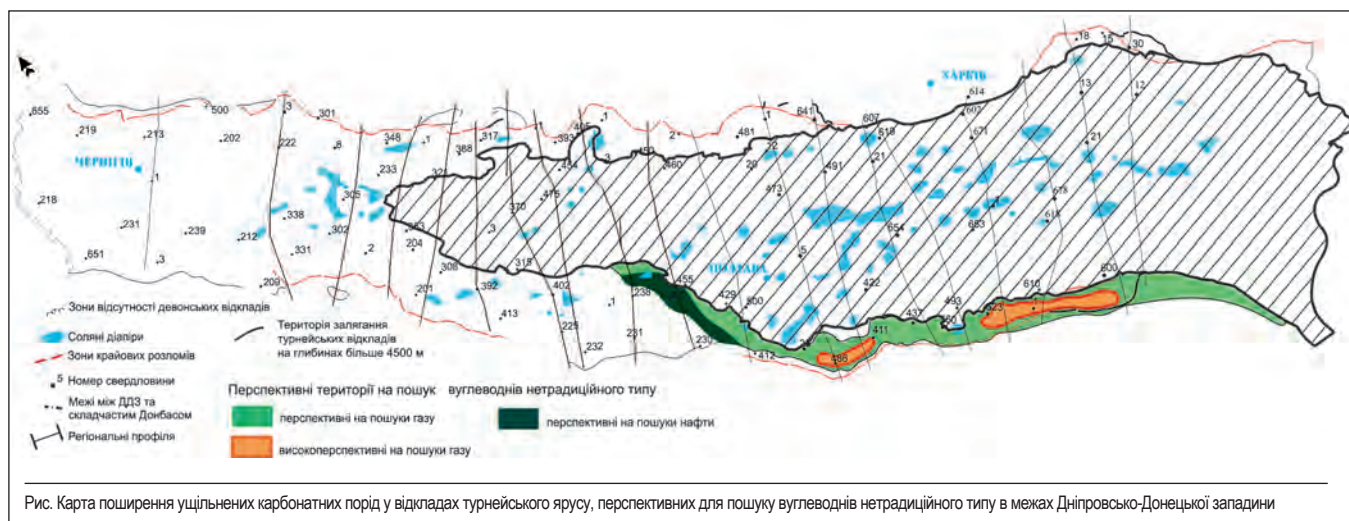
ну, а нижнього – C_1tv . Карбонатні породи поширені в основному в відкладах нижньотурнейського під'ярусу (зона C_1tv) і в нижній та середній частинах верхньотурнейського під'ярусу (зона C_1tc). Відклади зони C_1td практично на всій території їх розповсюдження складені теригенними утвореннями. Глибина залягання карбонатних відкладів турнейського ярусу в розкритих розрізах змінюється від 1500 до 6500 м.

Літолого-фаціальна характеристика відкладів

Формування відкладів турнейського ярусу проходило в різноманітних фаціальних умовах – від чисто континентальних до глибоководних басейнових [8]. Проведений детальний аналіз умов седиментації турнейських відкладів дав змогу виділити і закартувати такі літолого-фаціальні зони: відкритобасейнову (депресійну), шельфову, прибережно-морську, субконтинентальну і континентальну. Карбонатні породи у відкладах турнейського ярусу найбільш поширені в межах шельфової фаціальної зони, де вони становлять до 80–90 % розрізу. Відклади шельфової фаціальної зони поширені в основному в межах південної прибортової зони і частково в межах осьової зони південно-східної частини ДДЗ. У складі карбонатних порід переважають різноманітні детритові, шламово-детритові, згусткові та зернисті вапняки. В окремих розрізах зустрічаються біоморфні, біоморфно-детритові вапняки та вторинні доломіти, які формують ядерні частини органогенних споруд [8]. Максимальна товщина карбонатних відкладів у межах цієї зони сягає 300–350 м. Товщина окремих пластів варіюється від 30 до 110 м. У межах відкритоморської (депресійної) фаціальної зони в складі турнейських відкладів переважають глинисті утворення. Вапняки зустрічаються у вигляді окремих лінз і пластів. Середня товщина пластів, складених карбонатними породами, як правило, не перевищує 3–7 м. Розрізи турнейського ярусу прибережно-морської зони складені в основному пісковиками і алевролітами (50–60 % розрізу), із підпорядкованою роллю аргілітів (20–30 % розрізу), вапняків (5–15 % розрізу) і кам'яного вугілля (0–5 % розрізу). Товщина карбонатних пластів у середньому не перевищує (5–15 м). Карбонатні породи у відкладах субконтинентальної і континентальної фаціальної зон практично відсутні.

Фільтраційні і ємнісні властивості

Загалом фільтраційно-ємнісні властивості карбонатних порід турнейського ярусу невисокі. Середні значення відкритої пористості не перевищують 3–4 %, а проникності – 0,01–0,05 мД. У той же час на окремих ділянках фіксується різке підвищення колекторських властивостей карбонатних порід. Літологічні дослідження показують, що на цих ділянках у складі турнейських карбонатних відкладів переважають біогермні різновиди вапняків і вторинних доломітів, які формують ядерні частини органогенних споруд. Відкрита пористість біогермних вапняків і вторинних доломітів за лабораторними даними сягає 14–16 %, а проникності до 140–180 мД. Формування високопористих порід пов'язано насамперед із широким розвитком таких процесів, як глибинне вилугування, тріщинуватість, палеокарст та метасоматична доломітизація. Потрібно підкреслити, що за



межами органогенних споруд такі процеси розвинуті фрагментарно і характеризуються значно меншою інтенсивністю. Натомість у карбонатних породах за межами органогенних споруд широкий розвиток отримали такі процеси, як кальцитизація, перекристалізація і декристалізація. Саме ці процеси призвели до значної редукції первинного пустотного простору карбонатних порід та утворення щільних різновидів. Варто зазначити, що в регіональному плані зміни колекторських властивостей карбонатних порід турнейського ярусу практично не фіксуються. У зональному відношенні зменшення значень середньої пористості турнейських карбонатних порід відбувається в межах розвитку відкладів депресійної фаціальної зони (за рахунок зростання глинистої складової), а також на окремих ділянках розвитку відкладів прибережно-морської фаціальної зони (за рахунок зростання теригенної домішки).

Вміст органічної речовини ($C_{\text{орг}}$) та катагенез порід

Вміст $C_{\text{орг}}$ у карбонатних породах турнейського ярусу змінюється від 0,2 до 7,9 %, у супутніх глинистих породах – від 0,5 до 22,2 %. Причому максимальні значення вмісту $C_{\text{орг}}$ зафіксовано для карбонатних і глинистих порід турнейського ярусу прибережно-морської фаціальної зони. Середній вміст $C_{\text{орг}}$ для карбонатних порід цієї зони 1,9 %, для глинистих – 3,2 %. Тип органічної речовини – гумусовий (III тип) і сапропелево-гумусовий (II–III типи). Середній вміст $C_{\text{орг}}$ для карбонатних порід депресійної зони – 2,2 %, а для глинистих – 5,2 %. Тип органічної речовини сапропелевий (I тип). Вміст $C_{\text{орг}}$ у карбонатних породах шельфової фаціальної зони змінюється у широких межах від 0,2 до 1,7 % (за середніх значень 0,7–0,8 %), у глинистих – від 0,8 до 3,5 % (за середніх значень – 1,8–2,0 %). Тип органічної речовини переважно сапропелевий (тип I), рідше гумусово-сапропелевий (II–I типи).

Термальна зрілість порід турнейського ярусу в розкритих розрізах змінюється від $R^0=0,5$ (початок $МК_1$) до $R^0=2,0$ (початок $АК_1$). Найбільші R^0 для турнейських порід зафіксовані в межах осьової зони западини (Рудівська і Скоробагатівська площі), а найменші – у межах її

крайової північно-західної частини (Довжиківська і Лосинівська площі). У межах прибортових зон центральної частини ДДЗ значення змінюються від 0,55 до 0,85 (середина $МК_1$ –закінчення $МК_2$). У розкритих розрізах північної прибортової зони південно-східної частини ДДЗ термальна зрілість турнейських порід варіюється від 0,6 до 1,1 (закінчення $МК_1$ –закінчення $МК_2$). Для турнейських порід південної прибортової зони зафіксовані значення R^0 від 0,55 (Остапівсько-Білоцерківська площа) до 1,3 (Західно-Рясківська площа). За результатами виконаних робіт було побудовано карту ізореспленд, згідно з якою відклади турнейського ярусу майже на всій території ДДЗ знаходяться у сприятливих для генерації ВВ умовах. Винятком є борти западини, її північно-західна частина й окремі ділянки в межах її прибортових зон, де органічна речовина є незрілою. Карбонатні породи турнейського ярусу на більшості території поширення вже увійшли в головну зону газоутворення (ГЗГ), а на решті перебувають у головній зоні нафтоутворення (ГЗН). Таким чином, можемо констатувати, що карбонатні породи турнейського ярусу можуть бути перспективні як на нетрадиційний газ, так і на нетрадиційну нафту.

Прогноз латерального поширення перспективних карбонатних порід

На основі використання вищезазначених критеріїв і результатів картування основних прогнозних параметрів (літологічний склад відкладів, товщина карбонатних пластів, термальна зрілість і пористість порід, вміст органічної речовини і гіпсометричне положення покрівлі перспективних горизонтів) та їх комплексування було встановлено просторові закономірності розповсюдження порід, перспективних для пошуку вуглеводнів нетрадиційного типу, в карбонатних відкладах турнейського ярусу (рисунк).

Визначено, що карбонатні породи турнейського ярусу, перспективні для пошуку нетрадиційного газу, локалізуються у межах південної прибортової зони південно-східної частини ДДЗ на ділянці Радченки-Крутоярськ, винятком є ділянки, що безпосередньо примикають до крайо-

вого порушення. Основними факторами, які обмежують територію розповсюдження перспективних карбонатних порід турнейського комплексу, є фаціальний склад і глибина їх залягання. Такі фактори, як пористість, ступінь катагенезу і вміст C_{org} , відіграють другорядну роль. Середня товщина перспективних пачок – 50–100 м. Глибина залягання перспективних утворень коливається у межах від 2300 до 4500 м. Площа території, перспективної для пошуку скупчень вуглеводнів нетрадиційного типу, – 3240 км². Турнейські карбонатні породи, що перспективні для пошуку нетрадиційної нафти, мають обмежене поширення і розповсюджені лише в межах Матяшівсько-Потичанської ділянки південної прибортової зони. Головним фактором, що обмежує розповсюдження турнейських карбонатних порід, перспективних для пошуків нетрадиційної нафти, є літологічний склад, меншою мірою – ступінь катагенетичних перетворень порід. Середня товщина перспективних пачок – 30–50 м. Глибина залягання перспективних утворень коливається у межах від 1900 до 4100 м. Площа території, перспективної для пошуку скупчень нафти нетрадиційного типу, – 400 км². Загальна площа розповсюдження карбонатних відкладів турнейського ярусу, перспективних для пошуку нетрадиційних вуглеводнів, становить 3640 км².

На основі кількісного аналізу оціночних параметрів у межах перспективної на нетрадиційний газ території виділено дві високоперспективні зони – Богатойсько-Роздолівську та Шедіївсько-Орчаківську, які характеризуються підвищеними товщинами карбонатних пачок, вмістом C_{org} та оптимальною термальною зрілістю порід тощо.

Оцінка ресурсів нетрадиційних нафти та газу

Підрахунок ресурсів вуглеводнів виконували об'ємним методом. Враховуючи повну відсутність даних для визначення коефіцієнта вилучення як газу, так і нафти нетрадиційного типу в Україні, було використано аналогію до схожих басейнів США та Канади, де здійснюють промислове видобування нетрадиційних вуглеводнів. Коефіцієнт

вилучення газу із ущільнених порід у них коливається від 0,25 до 0,50, тому для перспективних на нетрадиційний газ карбонатних утворень ДДЗ взято дещо менший середнього показник, що становить 0,35. Із коефіцієнтом вилучення нафти ситуація ще складніша, що пояснюється потенційно різною густиною нафти як у межах Північноамериканських басейнів, так і очікуваною густиною в межах виділених зон у ДДЗ. Враховуючи цей факт, коефіцієнт вилучення нафти з ущільнених карбонатних порід прийнятий 0,075.

Загальні геологічні ресурси нетрадиційного газу в ущільнених карбонатних породах турнейського ярусу оцінюються у 1,13 трлн м³, а видобувні сягають близько 397 млрд м³, загальні геологічні ресурси нетрадиційної нафти оцінюються у 280 млн т, а видобувні – близько 21 млн т.

Висновки

За результатами проведених досліджень встановлено закономірності просторового поширення ущільнених карбонатних порід у відкладах турнейського ярусу, що перспективні на вуглеводні нетрадиційного типу. Визначено, що ущільнені турнейські карбонатні породи, які перспективні для пошуку нетрадиційного газу, локалізуються у межах південної прибортової зони південно-східної частини ДДЗ на ділянці Радченки-Крутоярськ, а нафти – на ділянці Матяші-Потичани. Загальна площа розповсюдження карбонатних утворень, перспективних для пошуку нетрадиційних вуглеводнів у відкладах турнейського ярусу, становить 3640 км², у т.ч. нафти – 400 км², газу – 3240 км². Сумарні геологічні ресурси ущільнених карбонатних порід турнейського ярусу сягають близько 1,4 млрд т умовного палива. Видобувні ресурси нетрадиційного газу оцінюють у 397 млрд м³, нетрадиційної нафти – у 21 млн т. Ураховуючи глибини залягання перспективних утворень, першочерговим об'єктом для розгортання геологорозвідувальних робіт із пошуків нетрадиційних скупчень газу в карбонатних породах турнейського ярусу потрібно вважати Шедіївсько-Орчаківську високоперспективну зону.

Список використаних джерел

1. **Annual Energy Outlook 2015 with projections to 2040** // DOE / U.S. Energy Information Administration Report No. 03883, April 2015. – 154 p.
2. **Jaber J.O.** Future Policies and Strategies for Oil Shale Development in Jordan / Jaber J.O., Sladek T.A., Mernitz S. et al. // *Jordan Journal of Mechanical and Industrial Engineering*. – 2008. – 2 (1). – P. 31–44.
3. **Лукин А.Е.** О природе и перспективах газоносности низкопроницаемых пород осадочной оболочки Земли // *Доповіді НАН України*. – 2011. – № 3. – С. 114–123.
4. **Лукин А.Е.** Перспективы сланцевой газоносности Днепровско-Донецкого авлакогена // *Геол.журн.* – 2011. – № 1. – С. 21–41.
5. **Вакарчук С.Г.** Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. Книга V. Перспективи освоєння ресурсів сланцевого газу та сланцевої нафти у Східному нафтогазо-

- носному регіоні України / С.Г. Вакарчук, О.Ю. Зейкан, Т.Є. Довжок [та ін.]. – К.: ТОВ «ВТС ПРИНТ», 2013. – 240 с.
6. **Вакарчук С.Г.** Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. Книга VI. Перспективи освоєння ресурсів газу ущільнених порід у Східному нафтогазоносному регіоні України / С.Г. Вакарчук, Т.Є. Довжок, К.К. Філюшкін [та ін.]. – К.: ТОВ «ВТС ПРИНТ», 2013. – 207 с.
7. **Михайлов В.А.** Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. Книга VIII. Теоретичне обґрунтування ресурсів нетрадиційних вуглеводнів осадочних басейнів України / В.А. Михайлов, С.Г. Вакарчук, О.Ю. Зейкан [та ін.]. – К.: НІКА-ЦЕНТР, 2014. – 280 с.
8. **Вакарчук С.Г.** Будова та перспективи нафтогазоносності органогенних споруд нижнього карбону Дніпровсько-Донецької западини // *Мінеральні ресурси України*. – 2003. – № 2. – С. 22–27.



23 вересня 2015 року за адресою провулок Михайлівський, б. 12, м. Київ із нагоди професійного свята – Дня нафтової, газової та нафтопереробної промисловості України відбулося відкриття меморіальної дошки на честь видатного фахівця нафтогазової галузі, вченого, громадського і політичного діяча, поета, лауреата Державної премії України в галузі науки і техніки та Міжнародної премії імені академіка І.М. Губкіна, заслуженого винахідника СРСР, академіка Української нафтогазової академії та Академії гірничих наук України, народного депутата України II та III скликань, доктора технічних наук Михайла Петровича Ковалка.



Індекс 74332