



ISSN 2409-7500

Нафтогазова галузь України



Oil&gas
industry of Ukraine

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





Шановні друзі!

*Прийміть найщиріші вітання
з Новим роком та Різдвом Христовим!*

Це був для нас дуже насичений та напружений рік. Ми розпочали його з доволі амбітними планами, розуміючи при цьому, що несемо відповідальність перед кожною родиною, перед кожним громадянином України.

За рік наполегливої праці нам вдалося довести, насамперед, самим собі, що досягти енергетичної безпеки України – це реальна справа. Обрана нами стратегія дала змогу реалізувати старт реформи газового ринку. Енергоефективність, розвиток власного видобутку газу, чесна конкуренція, прозорість – це довгострокові завдання, які ми визначили у 2015 році як пріоритетні та продовжимо реалізовувати у найближчій перспективі.

Ми будемо діяти відкрито і прозоро як на внутрішньому ринку, так і у відносинах із західними партнерами, кожен із нас має бути максимально націленим на командний результат.

Я вдячний усім працівникам галузі за довіру та підтримку. Праця кожного з вас – це крок до успіху України, і я бажаю всім нам у наступному році примножувати наші зусилля та збільшувати досягнення!

Від щирого серця зичу в 2016 році миру, злагоди, здоров'я, тепла та добробуту вам та вашим родинам! Нехай вам щастить!

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

Науково-виробничий журнал
Виходить один раз на два місяці

Співзасновники:

Національна акціонерна компанія
«Нафтогаз України»

Івано-Франківський національний технічний
університет нафти і газу

Головний редактор

Коболєв А.В.

6/2015 (18)

листопад–грудень

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.

Свідцтво 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
O F U K R A I N E

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

- технічні науки (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-технічною
радою Національної акціонерної компанії
«Нафтогаз України»

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

ГЕОЛОГІЯ НАФТИ І ГАЗУ

3 Лебідь В.П.

Аналогове моделювання – основний принцип прогнозу
продуктивності нижнього нафтогазоносного комплексу
Дніпровсько-Донецького розсуву

7 Бутенко А.В., Новіков В.Ю., Рачій Г.Р.

Нові дані про геологічну будову Північномаківської
площі

11 Вакарчук С.Г.

Палеозойські карбонатні комплекси Переддобрудзького
прогину – перспективні об'єкти пошуку нетрадиційних
вуглеводнів

ВИДОБУВАННЯ НАФТИ І ГАЗУ

18 Мельник А.П., Кривуля С.В., Малік С.Г., Дегтярьов Д.О.

Дослідження впливу реагентів на зниження температури
застигання нафти

22 Кондрат Р.М., Кондрат О.Р.

Дослідження закономірностей процесу взаємодії у
газовому родовищі різнопроникних ділянок пласта з
перетіканням газу між ними

ТРАНСПОРТУВАННЯ ТА ЗБЕРІГАННЯ НАФТИ І ГАЗУ

26 Михалків В.Б.

Дослідження режимів роботи складної системи
газопроводів у разі її недовантаження

ПЕРЕРОБКА НАФТИ І ГАЗУ

30 Хлібешин Ю.Я., Фридер І.В., Гринишин О.Б.,

Почапська І.Я.

Новий метод відображення властивостей нафтових
бітумів залежно від їх групового складу

АВТОМАТИЗАЦІЯ ТА ІНФОРМАЦІЙНІ ТЕХНОЛОГІЇ

33 Андріїшин М.П., Чернишенко О.М., Едель А.В.

Особливості застосування газодинамічної теорії
подібності в процесі калібрування та перевірки лічильників
природного газу

ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ДОВКІЛЛЯ

37 Римчук В.В.

Нові технічні засоби ДП «ЛІКВО» для забезпечення
фонтанної та газової безпеки під час буріння та
капітального ремонту свердловин

41 Перелік статей, опублікованих у 2015 р.

З ІСТОРІЇ ГАЛУЗІ

43 Осінчук З.П.

Українські фахівці нафтогазової галузі в Індії

СТАНДАРТИЗАЦІЯ

46 Інформаційний бюлетень

Інформація

6, 10, 17, 21, 25, 29, 32, 36, 40, 44, 45

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, академік НАН України, ректор Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу

Редакційна колегія

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

Банахевич Юрій Володимирович – д-р техн. наук

Бойченко Сергій Валерійович – д-р техн. наук

Братичак Михайло Миколайович – д-р хім. наук

Бутинець Франц Францович – д-р екон. наук

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

Дорошенко Володимир Михайлович – д-р техн. наук

Драганчук Оксана Теодорівна – д-р техн. наук

Євдошук Микола Іванович – д-р геол. наук

Єгер Дмитро Олександрович – д-р техн. наук, член-кореспондент НАН України

Зарубін Юрій Олександрович – д-р техн. наук

Карпаш Олег Михайлович – д-р техн. наук

Карпенко Олексій Миколайович – д-р геол. наук

Кісіль Ігор Степанович – д-р техн. наук

Клюк Богдан Олексійович – канд. техн. наук

Коболєв Володимир Павлович – д-р геол. наук

Колбушкін Юрій Петрович – д-р екон. наук

Кондрат Роман Михайлович – д-р техн. наук

Красножон Михайло Дмитрович – д-р геол. наук

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

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

Макогон Юрій Федорович – д-р техн. наук (Техаський університет, США)

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

Нестеренко Олексій Григорович – канд. екон. наук

Орлов Ігор Олегович – канд. техн. наук

Осінчук Зиновій Петрович – канд. техн. наук

Павлюк Мирослав Іванович – д-р геол.-мінерал. наук, член-кореспондент НАН України

Петренко Віктор Павлович – д-р екон. наук

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

Прокопів Володимир Йосипович – канд. геол. наук

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

Фик Ілля Михайлович – д-р техн. наук

Хомик Павло Миколайович

Чудик Ігор Іванович – д-р техн. наук

Чухліб Анатолій Петрович – канд. екон. наук

Швидкий Едуард Анатолійович – канд. екон. наук

Шевчук Анатолій Степанович – канд. техн. наук

Шимко Роман Ярославович – канд. техн. наук

Над номером працювали

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

Сектор організації видання

науково-виробничого журналу

Начальник сектору **Т. П. Умущенко**

Редактор **Н.Г.Ворона**

Здано до складання **27.10.2015**

Підписано до друку **21.12.2015**

Формат 205×285. Папір крейдований. Офсетний друк

OIL AND GAS GEOLOGY

3 Lebid V.

Analogue modelling is a basic method to forecast productivity of lower oil and gas bearing complex of Dnipro-Donets sliding

7 Butenko A., Novikov V., Rachii G.

New data on geological structure of North- Makiivka field

11 Vakarchuk S.

Palaeozoic carbonate complex of the Dobrogea Foredeep – prospective exploration of unconventional hydrocarbons

OIL AND GAS PRODUCTION

18 Melnyk A., Kryvulia S., Malik S., Degtiariv D.

Research of reagents influence on temperature decrease of oil solidification

22 Kondrat R., Kondrat O.

Research of trends of interacting process in gas field with different permeable zones with gas cross-flow between them

OIL AND GAS TRANSPORTATION AND STORAGE

26 Mykhalkiv V.

Research of operation modes of complex gas pipeline system in case of its undercapacity

OIL AND GAS PROCESSING

30 Khlibyshyn Yu., Fryder I., Hrynyshyn O., Pochapska I.

New method for reflecting properties of oil bitumen based on its group composition

AUTOMATION AND INFORMATION TECHNOLOGIES

33 Andriishyn M., Chernyshenko O., Edel A.

The peculiarities of using gas-dynamic similarity theory during calibration and verification of natural gas meters

LABOR AND ENVIRONMENT PROTECTION

37 Rymchuk V.

New technical means of Subsidiary company «LIKVO» to ensure gusher and gas safety during drilling and workover of wells

41 List of published in 2015 articles

THE HISTORY OF INDUSTRY

43 Osinchuk Z.

Ukrainian oil and gas experts in India

STANDARDIZATION

46 Information report

Information

6, 10, 17, 21, 25, 29, 32, 36, 40, 44, 45

Аналогове моделювання – основний принцип прогнозу продуктивності нижнього нафтогазоносного комплексу Дніпровсько-Донецького розсуву

© В.П. Лебідь

кандидат
геол.-мінерал. наук
Український державний
геологорозвідувальний
інститут

Наведено приклади прогнозування продуктивних пасток у нижньому нафтогазоносному комплексі Дніпровсько-Донецького розсуву (ДДР) із використанням принципу геологічних аналогій. Для аналогового моделювання розглянуто матеріали як ДДР, так і інших нафтогазоносних регіонів.

Ключові слова: нижній нафтогазоносний комплекс, принцип геологічних аналогій, нетрадиційні пастки, схили виступів кристалічного фундаменту.

УДК 553.981/982.04

Приведены примеры прогнозирования продуктивных ловушек в нижнем нефтегазоносном комплексе Днепровско-Донецкого раздвиге (ДДР) с использованием принципа геологических аналогий. Для аналогового моделирования рассмотрены материалы как ДДР, так и других нефтегазоносных регионов.

Ключевые слова: нижний нефтегазоносный комплекс, принцип геологических аналогий, нетрадиционные ловушки, склоны выступлений кристаллического фундамента.

This article provides productive traps forecasting examples of oil and gas complex in the lower Dnipro-Donets sliding (DDS) using the principle of geological analogies. The materials of DDS as well as materials of other oil and gas regions were considered for analogue modelling.

Key words: lower oil and gas complex, the principle of geological analogies, unconventional traps, slopes of crystalline basement.

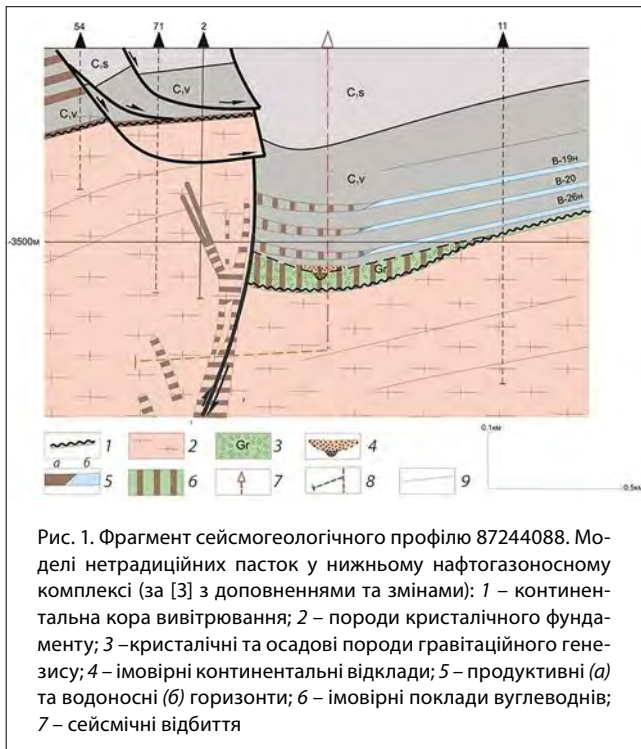
Аналогове моделювання у Дніпровсько-Донецькому розсуві (ДДР) нижнього нафтогазоносного комплексу (НК) на сучасній стадії незадовільної вивченості залишається єдиним способом передбачення тут продуктивних пасток. Для покрівельної частини НК₂ (надфундаментні шари осадових порід та продуктів вивітрювання докембрію) таке прогнозування має відносно задовільне інформаційне забезпечення, тоді як прогноз продуктивних вторинно розуцільнених резервуарів (ВРР) у приповерхневому розрізі докембрійського фундаменту (КФ) є досить гіпотетичним. Нижче розглянуто у методологічному контексті прогнозування на прикладі логічно-мисленнєвих прийомів пізнання для передбачення нафтогазоносних пасток та оцінки ресурсної бази НК.

Приклади аналогового моделювання прогнозу продуктивності пасток на плечах ДДР

За всіх відмінностей конкретних структурно-тектонічних обставин розвитку як докембрійського фундаменту на Східноєвропейській платформі, так і на шельфі Південного В'єтнаму мезозойських гранітоїдів (родовище Білий Тигр), розуцільнення КФ відбувалося майже за одним й тим же геологічним «сценарієм». Безумовно, певна різниця між закономірностями нафтогазоносності протерозойських та мезозойських гранітоїдів існує, бо були різні геологічні передумови їх утворення, але механізми формування пустот залишались подібними. Тому не дивно, що інтенсивна гідротермально-метасоматична переробка гранітоїдів

на гігантському нафтовому родовищі Білий Тигр та газоконденсатному Юліївському родовищі стала провідним фактором формування подібних порід-колекторів (О.Ю. Лукін, 2007). Встановлені вони за аналогією (порівнянням) із Са-цеолітизацією в продуктивних колекторах-метасоматитах. Потрібно передбачити, що у ВРР можуть виникнути два типи таких пасток – магістральні тупикові, які мають зв'язок із вертикальними шляхами живлення ВВ-флюїдами, та «сліпі», які цей зв'язок на певний час утратили (рис. 1).

Зараз для еталону аналогового моделювання найбільше підходить Юліївська площа, де виявлено ізольований у КФ поклад. Разом із тим на цьому еталоні ще не встановлено поклад у покрівельній частині НК, хоча приведено вагомі докази (св. 11-Юліївська розкрила його приконтактну зону) про велику вірогідність його існування [1]. Щоб довести це, пропонується на Північноюліївській площі виконати буріння похило-скерованої свердловини Ц-1 (див. рис. 1), яка повинна не тільки відкрити нове родовище, але й виконати суттєву дорозвідку покладу у докембрії. У подібних умовах та зі схожою метою пропонується буріння пошукової св. Ц-2 на Північносхорцівській площі. Причому вивчатимуться нові для регіону пастки олістостром-клиноформного вигляду. Згідно з принципом актуалізму про схожість геологічних процесів та явищ минулого і сучасного такі пастки могли виникнути на схилах виступів фундаменту (ВКФ) унаслідок дії неодноразових континентальних та підводних палеообвалів та палеозсувів. Механізм розвитку цих пасток пропонується вивчати за допомогою модельного експерименту [2], який дає змогу



відтворити їх певною мірою адекватними природним. Імітаційне аналогове моделювання дозволяє простежити умови формування, переформування і часткового розформування пасток у конседиментаційний та постседиментаційний етапи їх розвитку. За даними моделювання [2, див. рис. 1 та 2], основні етапи розформування та переформування гравітотектонічної пастки (зміна її асиметрії, видовженості та простягання) відбувалися в основному у результаті збільшення крутизни моноклінального схилу. Знаючи такі зміни, можна передбачити оптимальне місце пошукового буріння, що і було враховано для розміщення св. Ц-1 та Ц-2 [1, див. рис. 2]. Підкреслимо той факт, що горизонтальними розсічками св. Ц-1 та Ц-2 пройдуть значний інтервал зони вторгнення глибинних ВВ-флюїдів, покрівельну частину якої вже розкрито відповідно св. 2-Юліївською (рис. 1) та 10-Скворцівською. За результатами буріння, яке найвірогідніше увінчається відкриттям нових покладів ВВ, повинен з'явитися більш достовірний матеріал для аналогового моделювання. Передбачається, що видобувні запаси вуглеводнів на Північноюліївській площі перевищуватимуть 5 умовних одиниць палива.

Умови формування в НК₂ пасток на плечах ДДР В.А. Краюшкін порівнює з продуктивним розрізом родовища Діп-Бейсн (Канада), що розташоване на одній із регіональних монокліналей Американського континенту [3]. Аналізуючи міру відповідності між еталонним та оцінюваним об'єктами, потрібно врахувати, що на плечах товщини теригенного розрізу значно менші, а також відсутні потужні товщі конгломератів берегової лінії. На основі апріорного знання про особливості сучасного осадконакопичення (принцип актуалізму, знаючи, що його ретроспективи не завжди точні) та порівняння з еталонним розрізом (принцип аналогії, враховуючи різні умови геологічних процесів) для плеч було побудовано [4] спрощену принципову схему утворення елементарного базально-теригенного над-

фундаментного прошарку. Якщо голова його складена грубоуламковим матеріалом елювію та перевідкладеною корою вивітрювання КФ, то потім, у результаті більш далекого перенесення теригенів, прошарок вже заповнюється менш зернистими пісковиками. Потрібно передбачити, що в покрівельній частині НК перспективні структури на моноклінальних плечах ДДР будуть пов'язані з літологічними пастками (піщані бари, акумулятивні клиноформи, зсуви, конуси виносу тощо), які знаходитимуться поблизу чи примикатимуть до ерозійних бар'єрів. Таку роль виконують для верхньовізейських базально-теригенних відкладів схили Буднівського, Добринівського [4, див. рис. 2] та деяких інших ВКФ, а для нижньовізейської надфундаментної товщі (Харківський сегмент) – схили Коротицького та Безлюдівського ВКФ. На протилежному північному схилі Воронезької антиклізи в подібних умовах сформувалися піщані тіла дельтових проток [5]. У цих рукавподібних резервуарах вже виявлено поклади нафти на шести родовищах. На Харківському сегменті головна проблема освоєння аналогічних пасток полягає в низькій ефективності геофізичних пошукових технологій при картуванні малорозмірних тіл.

Під час прогнозування на південному плечі зон нафтогазонакопичення за еталон аналогового порівняння було взято Харківський сегмент. Для аналізу міри схожості плечей побудовано спеціальні порівняльні графіки [6], які характеризують тектоноседиментаційні та нафтогазоносні властивості розтинів. Встановити відносно симетричні пункти «спостереження» не складно, бо існує значна схожість у простяганні північної та південної шовних зон ДДР, на що свого часу вказував А.В. Чекунов [7]. Згідно з аналоговим порівнянням, найвірогідніше, нафтогазоносною стане східна частина південного плеча [8, див. рис. 1], де позначки занурення покрівлі докембрійського КФ будуть більше двох кілометрів, а товщини нижнього карбону – не менше 300 метрів. По цій ізопакіті і пропонується проводити можливу межу промислової нафтогазоносності плеча. У виділеній перспективній зоні прогнозні ресурси, які оцінені за методом аналогової контактної подібності, становлять 44 млн т вуглеводнів (видобувних) [8]. На південному плечі для продуктивних пасток слабкішою ланкою потрібно вважати якісні покритишки, бо коефіцієнт піщанистості надфундаментних відкладів досить високий. Це цілком правомірний пошуковий варіант, за якого правило Кудрявцева не спрацює, бо покладу в КФ не відповідатиме продуктивна пастка у покрівельній частині НК.

Приклади аналогового моделювання прогнозу продуктивності НК у внутрішній частині ДДР

Геологи, посилаючись на позитивні результати пошуку родовищ ВВ у Прип'ятському прогині (ПП), вважали, що на північному заході ДДР існує «девонське море» нафти. Було пробурено понад 200 свердловин, але пошуки так і не увінчалися успіхом. Однією із головних причин відсутності тут покладів було те, що у разі аналогового порівняння будова докембрію у ПП за композицією палеорельєфу більш подібна не пів-

нічному заходу ДДР, а мобільному схилу північного плеча і, зокрема, Сквирицько-Наріжниській ділянці. Спостерігається певна морфогенетична схожість, бо формуються вузькі горстантикліналі: Речицька, Мозирська, Шестовицька (у ПП) та Юліївська, Сквирицька, Наріжниська (у ДДР). Бурінням уже доведено, що на Харківському сегменті прирозломні ділянки горстоформуючих скидів виступають зонами живлення глибинними ВВ-флюїдами, де за сприятливих умов у докембрії і формуються нафтогазоносні ВРР. Між іншим, останніми роками продуктивність ВРР у подібних умовах виявлена і в ПП, що ще раз підтверджує правомірність вибраного аналогового порівняння. Тому на північному заході вуглеводні у НК треба було шукати не в склепінних пастках, а в складнопобудованих різнотипних нетрадиційних пастках, які зосереджені у ВРР, що пов'язані з тупиковими пастками у докембрії та у схилових пастках, які складені продуктами руйнування ВКФ (піщано-грубоуламкові аркози) [9].

Ще в 1936 р. свердловинами на Роменській площі з брекчії, що покривала соляний шток, отримано припливи нафти. Брекчія складалася в основному виверженими породами. Вивчаючи це родовище, І.Г. Баранов [10, с. 205] робить висновок про те, що «не был установлен источник миграции нефти в вышележащие брекчии кепрока» з осадових товщ. Тоді вирішення цього питання ще не було напряму пов'язане з оцінкою нафтогазоносності, бо в післявоєнний етап розвідки успішно реалізується антиклінальна теорія продуктивності осадових пасток. Лише через 80 років, коли осадовий чохол опинився вже практично повністю опошуканим, рішення про походження роменської нафти знову стає актуальним. Виходячи з гіпотези абіогенного генезису вуглеводнів, його рішення надто просте: разом із боковим «шлейфом» брекчій соляний діяпір транспортує вгору і певну кількість глибинних ВВ-флюїдів. Зрозуміло, що підтік їх не міг бути потужним, бо соляні маси весь час протидіяли роботі такого дискретного за своєю структурою «коридора» міграції. Якраз цим і пояснюється відсутність продукції у кепроках на інших соляних штоках. Умови нафтогазонакопичення кардинально зміняться, коли на шляху вертикальної міграції вуглеводнів існуватиме резервуар, надійно запечатаний девонськими галогенами. Такого типу пастки у північно-східному субрегіоні ДДР прогноуються [11, див. рис.1] на шести ділянках схилів ВКФ. Після аналізу зібраного матеріалу Південнолисорівська ділянка була вибрана для першочергового вивчення (рис. 2). Прогнозна гравітаційна пастка олістостром-клиноформного вигляду сформувалася тут на диз'юнктивно побудованому виступоформуючому схилі. Опосередковано про перспективність ділянки говорить те, що вона зіставляється не тільки з аномалією позитивних неотектонічних рухів, а й із Софіївсько-Ярошівською групою нижньокам'яновугільних родовищ нафти. Про можливу продуктивність пастки в НК₂ вказує і побічний аналог – нафтоносність кепроку на Роменській площі. Щоб опошукати цю ізольовану девонською сіллю пастку, пропонується буріння похило-скерованої свердловини А2 (див. рис. 2) із глибиною вертикального стовбура порядку 5470 м та

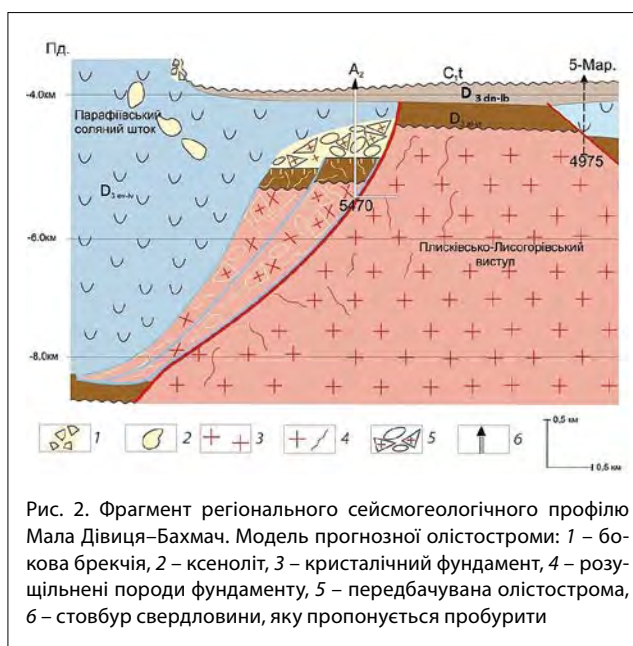


Рис. 2. Фрагмент регіонального сейсмогеологічного профілю Мала Дівця-Бахмач. Модель прогнозу олістостроми: 1 – бокова брекчія, 2 – ксеноліт, 3 – кристалічний фундамент, 4 – розущільнені породи фундаменту, 5 – передбачувана олістострома, 6 – стовбур свердловини, яку пропонується пробурити

з субгоризонтальною врізкою максимально можливої довжини.

Для оцінки ресурсної бази НК₂ скористаємося принципом геологічних *аналогій*, взявши за еталон північний схил Юліївської горстантикліналі, де вже вдалося обчислити площу, об'єм та ресурсну оцінку гравітектонічної пастки [1]. Але потрібно враховувати, що для північного заходу ДДР характерні значно контрастніші тектонічні рухи, амплітуду яких вимірювали не сотнею метрів, а кілометром і більше. Тому і руйнування схилів тут було більш масштабним. Отже, коефіцієнт аналогії у 5 балів для цього порівняння варто вважати досить поміркованим. Якщо припустити, що середня площа гравітектонічної пастки дорівнюватиме 25–30 км², а об'єм 15–17 км³, то, врахувавши коефіцієнт видовженості пошукового об'єкта та взявши для підрахунку максимальні питомі щільності, що характеризують вуглеводневу сировину у ДДР (бо об'єкт знаходиться над зоною живлення глибинними ВВ-флюїдами), нескладно буде оцінити орієнтовні локальні ресурси зсувної пастки. Складніше спрогнозувати об'єм перспективного ВРР у приповерхневій частині докембрію (НК₁). Це має бути пастка, невелика за площею, але значна за поверхом нафтогазоносності. Тому під час підрахунку її нафтогазовий потенціал доводиться досить умовно також порівнювати з потенціалом гравітектонічної пастки. Прогнозні ресурси категорії Д2, локалізовані для Північнокинашівського та Талалаївського [12] пошукових об'єктів, становлять відповідно 16,2 та 25,3 млн т нафтового еквіваленту. Виконана нами оцінка має лише суто ймовірнісний характер. Більш точну кількісну оцінку можна буде зробити за результатами випробування пошукових свердловин.

Висновки

Зазвичай правильне пошукове рішення приймається виходячи з принципу геологічних аналогій, який є головним методологічним засобом під час геологічного прогнозування. Полягає він у визнанні міри відповідності між еталонним та оцінюваним об'єктом. Під

час прогнозування перспективних об'єктів у НК таке рішення повинне ґрунтуватися на аналізі достатньої кількості емпіричних даних і узагальнень про будову, колектори та речовинний склад продуктивних пасток. У подальшому наявність і якісна обробка широкого спектра геологічної та геофізичної інформації допоможуть сформулювати надійні критерії вибору еталонних об'єктів для аналогового моделювання. Крім того, у ході комплексної математичної обробки цих даних з'явиться можливість не тільки для їх формалізації та синтезу, а й для запровадження на практиці прогнозу нафтога-

зоносності НК системного аналізу. Це в разі покращить вірогідність моделювання продуктивності прогнозних об'єктів, бо системний підхід забезпечує умови для використання методу впевнених аналогій. Аналіз світового досвіду дає підставу прогнозувати можливість відкриття у НК (особливо у ВРР) значних за запасами покладів. Обґрунтування та докази про вірогідність відкриттів крупних родовищ ВВ було приведено як під час розгляду будови та нафтогазоносності окремих ділянок ДДР [12], так і аналізу сприятливих обставин для формування у НК продуктивних пасток.

Список використаних джерел

1. **Лебідь В.П.** Обґрунтування пошуку нового типу вуглеводневих пасток / В.П. Лебідь // 36. наук. праць УкрДГРІ. – 2007. – № 4. – С. 187–191.
2. **Лебідь В.П.** Прогнозування малоамплітудних піднять і склепінь палеопіднять методами імітаційного моделювання в умовах ДДР / В.П. Лебідь, В.А. Іванишин // Мінеральні ресурси України. – 2000. – № 2. – С. 34–38.
3. **Краюшкин В.А.** Разработка научного обоснования поисков нефти и газа в осадочной толще и фундаменте южного борта Днепровско-Донецкой впадины / В.А. Краюшкин, В.П. Листов, Н.И. Марухняк [и др.]. – К., 1998. – 32 с.
4. **Лебідь В.П.** Деякі концептуальні питання умов та механізму формування базальних товщ на бортах ДДР у зв'язку з їх нафтогазоносністю // Збірник «Теоретичні та прикладні проблеми нафтогазової геології». – 2000. – С. 173–178.
5. **Гусейнов А.А.** Методика прогнозирования и поисков литологических, стратиграфических и комбинированных ловушек нефти и газа / А.А. Гусейнов, Б.М. Гейман, Н.С. Шик [и др.]. – М.: Недра, 1988. – 270 с.
6. **Лебедь В.П.** Принцип аналогий при оценке нефтегазоперспективности южного плеча Днепровско-Донецкой впадины / В.П. Лебедь, В.И. Савченко // Мат-лы науч.-техн. конф. «Малоизученные нефтегазоносные комплексы Европейской части России». – 1997. – С. 44–46.
7. **Чекунов А.В.** О раздвигании и вращении блоков земной коры при формировании Днепровско-Донецкого авлакогена // Геол. журнал. – 1976. – Т. 36., Вып.1. – С. 123–127.
8. **Лебідь В.П.** Перспективи освоєння нафтогазового потенціалу Південного борту Дніпровсько-Донецької западини // Нафт. і газова пром-сть. – 2002. – № 3. – С. 8–10.
9. **Лебідь В.П.** Будова вторинних резервуарів та особливості пошуку нафтогазоносних пасток у кристалічному фундаменті на структурах Юліївського типу / В.П. Лебідь, О.Ю. Лукін, В.В. Макогон [та ін.] // 36. наук. праць УкрДГРІ. – 2007. – № 2. – С. 279–287.
10. **Баранов И.Г.** Формирование структур Днепровско-Донецкой впадины и их нефтегазоносность. – М.: «Недра», 1965. – 234 с.
11. **Гладун В.В.** Схили виступів фундаменту – перспективні об'єкти пошуку вуглеводнів на Чернігівщині / В.В. Гладун, О.Ю. Зейкан, Б.Л. Крупський, В.П. Лебідь [та ін.] // Нафт. і газова пром-сть. – 2010. – № 1. – С. 81–86.
12. **Лебідь В.П.** Резерв пошуку великих родовищ вуглеводнів у Дніпровсько-Донецькому розсуві / В.П. Лебідь, О.Л. Раковська // Мінеральні ресурси України. – 2014. – № 2. – С. 20–27.

Польський LNG-термінал вперше прийняв 200 тис. м³ зрідженого газу

У грудні 2015 р. до польського терміналу в Свіноусьце вперше прибув танкер зі зрідженим природним газом. За інформацією компанії Polskie LNG S.A., ЗПГ доставив найбільший його виробник – Qatargas. Танкер привіз перші 200 тис. м³ зрідженого природного газу, призначеного в основному для тестування і введення в експлуатацію терміналу. Черговий танкер із зрідженим газом очікується в першому кварталі наступного року. Перші комерційні поставки заплановано на середину 2016 року.

Газовий термінал у Свіноусьце – одна з найбільших польських інвестицій у сфері енергетики за останні роки. У польському уряді підкреслювали, що термінал для приймання і регазифікації ЗПГ є стратегічно важливим об'єктом для енергетичної безпеки країни. Завдяки цій інвестиції Польща зможе приймати зріджений газ морським шляхом практично з будь-якої країни світу. Початковий можливий обсяг регазифікації становить 5 млрд м³ на рік. LNG-термінал може забезпечити третину від потреб Польщі у природному газі.

<http://www.radiopolsha.pl/6/138/Artykul/231876#sthash.9SJ7cK5e.dpuf>

Нові дані про геологічну будову Північномакіївської площі

© **А.В. Бутенко**
В.Ю. Новіков
Г.Р. Рачій
 ООО «КУБ-ГАЗ»

УДК 551.7

Розглянуто деякі особливості геологічної будови Північномакіївської площі, яка знаходиться на зчленуванні двох різних тектонічних елементів – прибортової частини Дніпровсько-Донецької западини і бортової частини Доно-Дніпровського прогину. За результатами інтерпретації 3D-сейсморозвідувальних робіт виявлено амплітудні аномалії, пробуреною пошуковою св. 3 розкрито нетиповий для бортової частини Доно-Дніпровського прогину розріз пізньовізейських відкладів та отримано приплив вуглеводнів.

Ключові слова: западина, свердловина, аномалія, вуглеводні.

Рассмотрены некоторые особенности геологического строения Северомакеевской площади, которая находится на сочленении двух разных тектонических элементов – прибортовой части Днепровско-Донецкой впадины и бортовой части Доно-Днепровского прогиба. По результатам интерпретации 3D-сейсморозведочных работ выявлены амплитудные аномалии, пробуренной поисковой св. 3 раскрыт нетипичный для бортовой части Доно-Днепровского прогиба разрез поздневизейских отложений, получен приток углеводородов.

Ключевые слова: впадина, скважина, аномалия, углеводороды.

Specifics of the geological structure of the North-Makiivka field were reviewed. The field is located on the joint of two different tectonic elements – preshoulder of the Dnipro-Donets depression and the shoulder part of the Don-Dnipro trough. Based on the results of 3D seismic survey interpretation the amplitude anomalies were identified, prospect well No.3 was drilled, Late Visean sedimentary section not common for the Don-Dnipro trough was discovered, hydrocarbon's influx was received.

Key words: depression, well, anomaly, hydrocarbons.

У регіонально-тектонічному плані Північномакіївська площа розташована на границі складчастого Донбасу і Дніпровсько-Донецької западини. При цьому південно-західна частина Північномакіївської площі належить до крайньої південно-східної ділянки прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини, а північно-східна частина – до північного борту Доно-Дніпровського прогину.

Початком детального вивчення площі можна вважати 2011 рік, коли фахівці підприємства «Східгеофізика» виконали геолого-геофізичні дослідження з оперативного аналізу, перегляду, узагальнення та переінтерпретацію сейсмічних матеріалів по Північномакіївській площі. 2012 року було складено Проект геологічного вивчення Північномакіївської площі Луганської області.

Проектом передбачалося буріння першочергових пошукових св. 1 завглибшки 2500 м на Нестукаївському та св. 2 завглибшки 3150 м на Житлівському склепіннях, а також проведення сейсморозвідувальних досліджень за технологією 3D із метою уточнення структурної будови осадового комплексу порід.

У процесі буріння свердловин газопоказів, які б побічно вказували на наявність покладів із промисловою газосністю, не виявлено. Під час випробування в експлуатаційній колонії в св. 1 горизонтів серпуховського і башкирського ярусу припливів пластового флюїду отримано не було. У св. 2 за даними геофізичних дослі-

джень перспективних в нафтогазоносному відношенні інтервалів виділено не було, обидві свердловини ліквідовано.

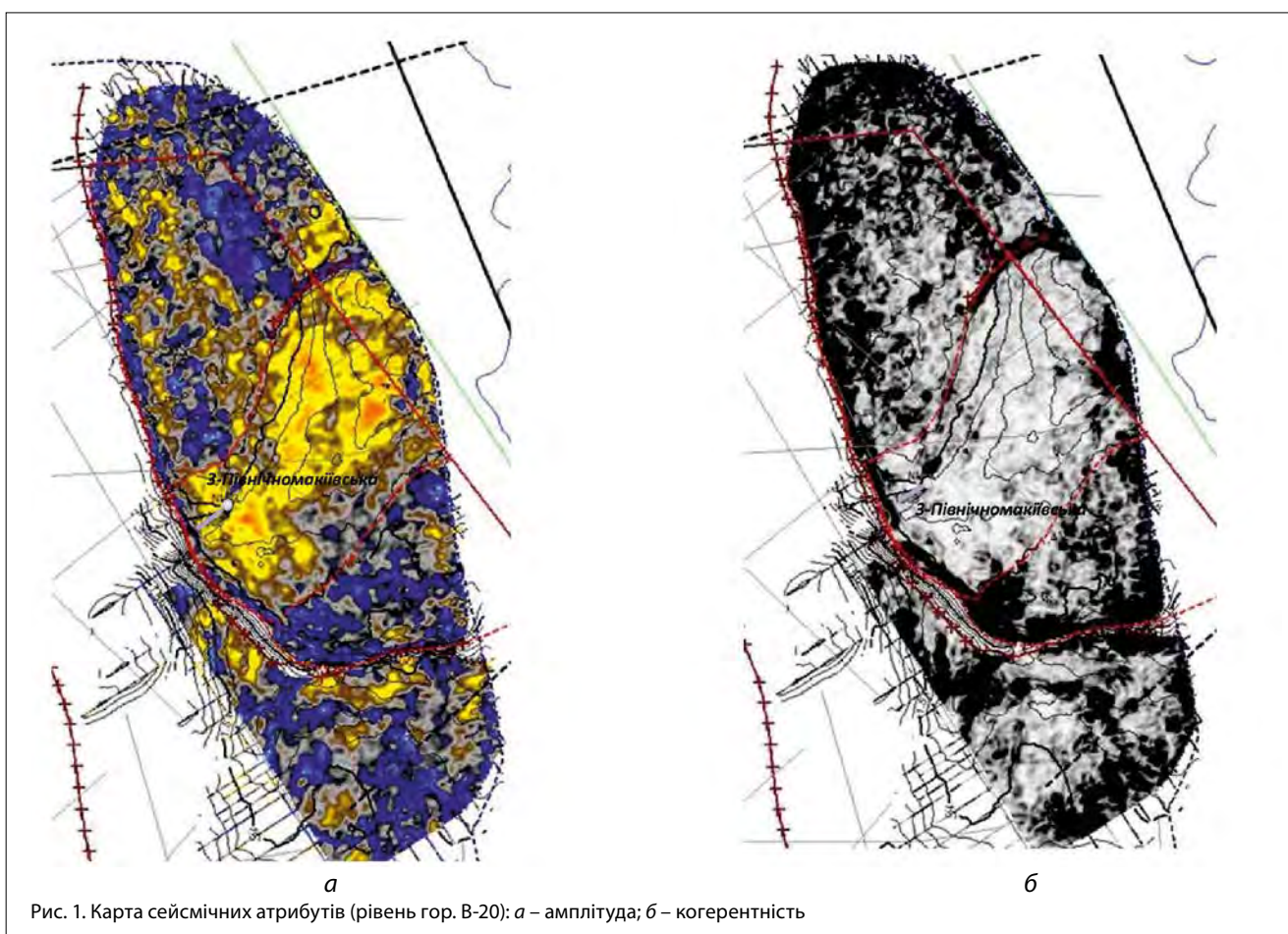
Одночасно з бурінням св. 1-Північномакіївської на площі проводили польові сейсмічні роботи за технологією 3D.

Об'єм польових робіт становив 223,00 км². Роботи проводилися з використанням методики 3D «хрест». Вібраційні роботи – за методикою «Пінг-Понг». У ході виконання сейсморозвідувальних досліджень застосовували сучасні GPS-технології для створення топографічної мережі і точного визначення положень джерел і приймачів.

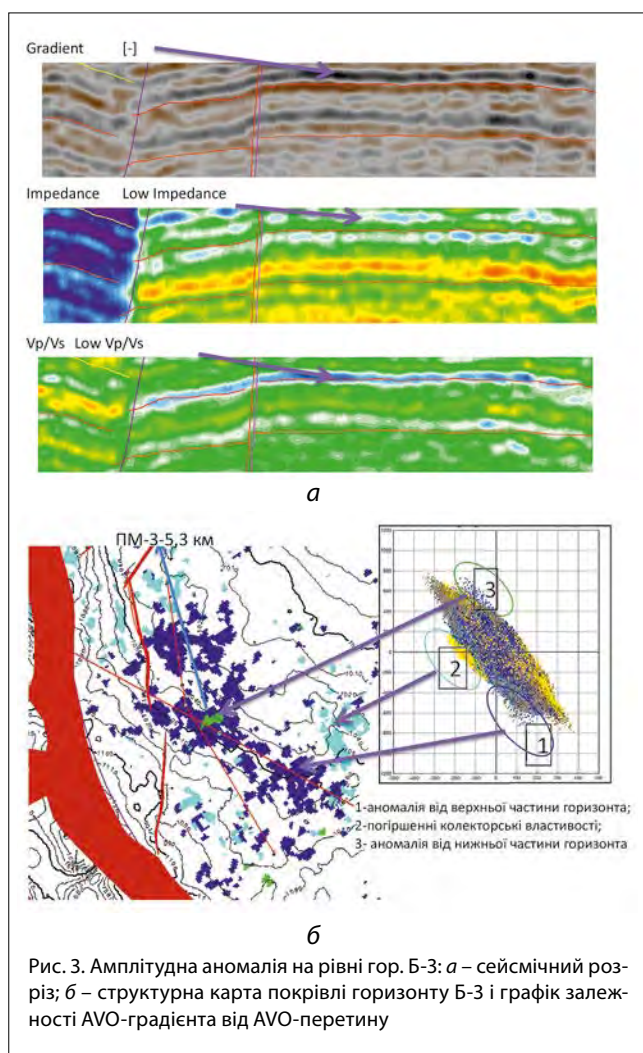
Сейсмічну інформацію оброблено за допомогою пакета обробки Focus та пакета побудови глибинно-швидкісних моделей і престек міграції GeoDepth (компанія Paradigm).

Дані, отримані під час обробки та інтерпретації 3D куба, дали можливість упевнено виділити ряд структур та перспективних об'єктів, що потребували проведення пошукових робіт. Уточнено трасування й амплітуду основних тектонічних порушень, виявлено Східно-Нестукаївську структуру.

Із метою пошуків покладів вуглеводнів у перспективних горизонтах московського, башкирського, серпуховського і візейського ярусів карбону та корі вивітрювання порід кристалічного фундаменту в західній



частині Східно-Нестукаївської структури пробурено похило-скеровану св. 3 завглибшки 2427 м. Потрібно зазначити, що одним із завдань свердловини було розкриття амплітудної аномалії типу «яскрава пляма» у візейських відкладах, яку було виявлено та закартовано в ході інтерпретації 3D-сейсмічних даних та атрибутного аналізу отриманої інформації (рис. 1).



ми відкладами.

Суттєво скорочені у лежачому крилі товщини всіх стратиграфічних підрозділів карбону порівняно з висячим (зануреним) крилом.

Чітко проявляє себе пізньосерпуховський розмив*. Так, під час переходу від св. 16-Макіївської до св. 1 та 3-Північномакіївських зникає карбонатний горизонт С-2 потужністю 25 м, який витриманий у межах Ольгівського і Макіївського родовищ. Усі ці особливості геологічної будови піднесеного і зануреного блоків скиду, що описується, свідчать про його довготривалу геологічну історію розвитку, і це дає підстави відносити його до розряду регіональних тектонічних порушень.

За даними сейсмічних досліджень, доволі впевнено виділяється амплітудна аномалія на рівні башкирського горизонту Б-3.

Так, на сейсмічному розрізі вона фіксується за показниками AVO-градієнта, імпедансу і співвідношення повздовжньої до поперечної хвилі V_p/V_s (рис. 3, а).

На графіку, де зображено залежності AVO-градієнта (AVO – *Amplitude Variation with Offset* – зміна амплітуд із віддаленням) від AVO-перетину, відзначаються чіткі

* **Коломієць Я.І.** Уточнена синоніміка регіонально-газоносних горизонтів нижнього карбону та перспективи їх газоносності у південно-східній частині ДДЗ та північно-західних околицях Донбасу / Я.І. Коломієць, А.В. Лизанець, А.А. Лагутін, О.С. Міносян. – Харків, УкрНДІгаз, 2003. – 86 с.

групи даних із горизонту Б-3, що відрізняються від основного спектра даних, причому фіксуються вони як для покрівельної, так і для підшовної частини вищезначеного горизонту (рис. 3, б).

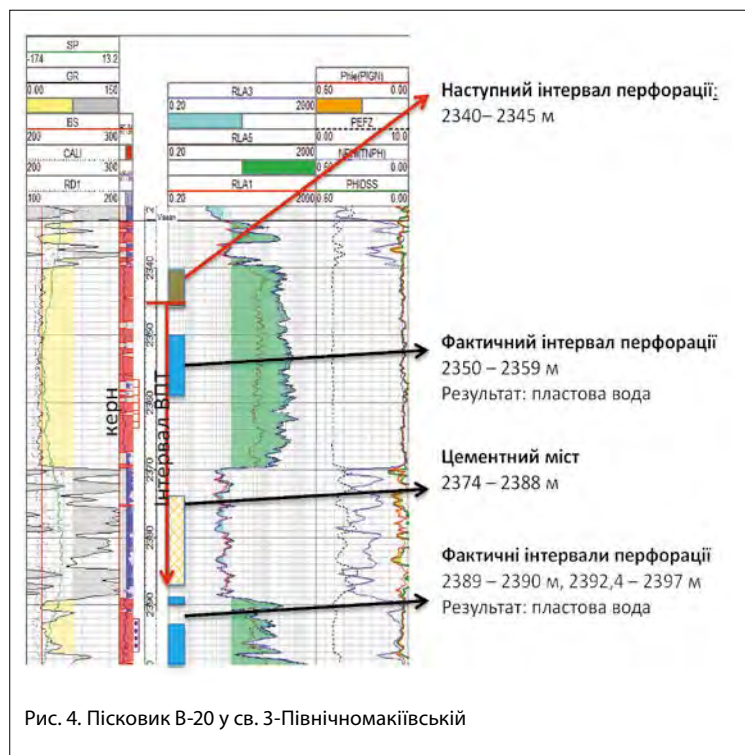
Амплітудної аномалії горизонту Б-3 свердловинами не розкрито, доцільність буріння буде визначатися за результатами остаточного підтвердження аналогічної аномалії випробуванням верхньої частини горизонту В-20 у св. 3-Північномакіївській.

Дещо відмінним за літологічним складом від інших площ і родовищ північного борту є в межах бортової частини Північномакіївської площі верхньовізейський під'ярус нижнього карбону.

На ряді площ північного борту і прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини (Скворцівська, Коробочкінська, Леб'яжа, Іскрівська, Краснопопівська) із тріщинуватими вапняками і піщано-алевролітовими різновидами теригенних площ верхньовізейського під'ярусу пов'язана промислова газоносність літолого-продуктивних пачок В-20, В-19, В-16, В-15. Потужності теригенних пластів, як правило, не перевищують 10 м. На площах північно-західної окраїни Донбасу покладів вуглеводнів промислового значення у пізньовізейських відкладах поки що не виявлено.

Щодо цього дуже цікавим є пісковик горизонту В-20, розкритий у межах амплітудної аномалії в св. 3-Північномакіївській (рис. 4). Він, за даними ГДС і газокаротажних досліджень, залягає в інтервалі 2340–2370 м і є досить потужним (30 м).

Із цього пісковика, із інтервалів 2357,13–2362,31 та 2362,43–2364,32 м, відбирали керн. Він представлений пісковиком руслового генезису, світло-сірим до білого, кварцовим, міцно зцементованим, ймовірно, регенераційно-кварцовим цементом. Розмір зерен дрібний, у середній частині шару пісковик крупно-середньозернистий, містить по всьому шару розсіяний домішок



гравію, який складений кварцом, вугіллям та зрідка аргілітом. Порода не реагує з соляною кислотою. Текстура косошарувата, утворена прошарками, що збагачені вуглефікованим рослинним детритом. Містить по шару вуглефіковані відбитки стовбурів рослин. Порода щільна, запаху вуглеводневих сполук не відчувається. За результатами визначення фізичних властивостей порід: об'ємна вага 2,55–2,59 г/см³, загальна пористість 1,52–4,14 %, відкрита пористість 0,87–2,51 %, газопроникність 0,01 мД.

За даними ГДС, пористість становить 4 %.

У липні 2013 р. в інтервалі 2344–2427 м за допомогою випробувача пластів проводили випробування у відкритому стовбурі на трубах горизонтів В-20, В-25-26 і порід кристалічного фундаменту.

Виходячи з розподілу об'ємів газу і рідини в глибинному пробовідбірнику, дебіт газу орієнтовно сягав 2258 м³/добу, дебіт нафти (конденсату) – 3,66 м³/добу, дебіт пластової води з фільтратом – 9,15 м³/добу (за час випробування).

Після перфорації першого об'єкта в інтервалах 2389–2390,4 та 2392,4–2397 м (горизонт В-25-26+кора вивітрювання порід кристалічного фундаменту) отримано приплив пластової води питомою вагою 1,061 г/см³. Після встановлення цементного моста в інтервалі 2375–2402 м із метою ізоляції водоносних інтервалів було випробувано саме пісковик горизонту В-20 в інтервалі 2350–2359 м. За всіма ознаками, було отримано приплив пластової води питомої ваги 1,11–1,13 г/см³.

Аналізуючи вищенаведене, можемо припустити, що вуглеводні отримано з верхньої підпакерної частини горизонту В-20, яка знаходиться в інтервалі глибин

2340–2349 м і не розкрита перфорацією. Тому, можливо, подальшими правильними діями є ізоляція існуючого інтервалу перфорації 2350–2359 м за допомогою пробки-моста і перфорація верхньої частини горизонту В-20 в інтервалі 2340–2346 м.

За даними сейсморозвідки, у північно-східній частині Північномакіївської площі чітко замкненої структури по візейських відкладах не спостерігається. Але, незважаючи на цей факт і враховуючи обставини, що св. 3-Північномакіївська знаходиться майже у найнижчій частині потенційного покладу, перспективи відкриття родовища залишаються досить високими. Отримання припливів вуглеводнів дасть змогу здійснити відповідні дослідження і визначити доцільність подальшого буріння.

Висновки

За результатами проведення сейсморозвідувальних робіт 3D і буріння пошукових свердловин на Північномакіївській площі вивчено геологічну будову осадового чохла. У ході інтерпретації сейсмічних даних та атрибутного аналізу було виявлено амплітудні аномалії типу «яскрава пляма» у башкирських (горизонт В-3) і візейських (горизонт В-20) відкладах. Свердловиною 3, яку пробурено в контурі аномалії по візейських відкладах, розкрито нетиповий для візейських відкладів бортової частини Доно-Донецького прогину потужний пісковик В-20, з якого отримано приплив нафти і газу під час буріння. Підтвердження нафтогазоносності горизонту В-20 випробуванням в експлуатаційній колоні має довести обумовленість виявлених аномалій наявністю вуглеводнів.

Технології, які врятують світ від енергетичного колапсу

Американська газета The Wall Street Journal визначила п'ять технологій, які у разі успіху зможуть радикально змінити енергетичну картину світу. Видання зазначає, що через кілька найближчих десятиліть світу доведеться покінути із залежністю від видобувних видів палива і різко знизити викиди парникових газів.

Однією з таких технологій, які можуть запобігти енергетичному колапсу, можуть стати гігантські колектори сонячної енергії на орбіті Землі. Такі апарати будуть цілодобово постачати електроенергію в будь-яку точку планети, тому що в космосі Сонце світить завжди. Використання електромобілів посприяє скороченню споживання бензину і зробить повітря чистішим, але лише в тому разі, якщо споживана ними електроенергія буде вироблятися за допомогою таких маловуглецевих видів палива, як енергія вітру або ядерна енергія. Але для електромобілів наступного покоління будуть кращими літій-іонні батареї, які використовують у ноутбуках. Іншою альтернативою можуть стати літій-кисневі батареї, продуктивність яких у десять разів перевищує продуктивність літій-іонних батарей і зіставна з продуктивністю двигунів, що працюють на бензині. Як пише газета, зараз багато говорять про енергію вітру і сонця, однак для цього потрібні більш досконалі сховища, бо ці джерела енергії непостійні. Учені розглядають як можливість закачування повітря в підземні приміщення, так і створення гігантських акумуляторів, які зможуть накопичувати енергію вітру для подальшого використання. WSJ зазначає: ще більш перспективною є ідея використання літій-іонних технологій для збереження енергії. Учені також розглядають експериментальні технології, які зможуть обмежити викиди вуглекислого газу на вугільних електростанціях на 90 % із обмеженням зростання витрат. Вивчаються різні види біопалива, найбільш перспективним з яких можуть стати водорості. «Вони швидко ростуть, споживають вуглекислий газ і можуть виробляти понад п'ять тисяч галонів біопалива на рік порівняно з 350 галонами на рік для етанолу, що виробляється на основі кукурудзи», – пише автор статті Майкл Томмі.

За матеріалами: <http://www.wsj.com/europe>

Палеозойські карбонатні комплекси Переддобрудзького прогину – перспективні об'єкти пошуку нетрадиційних вуглеводнів

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

ДК 553.98:550.8(477.52/.6)

У статті наведено результати оцінки перспектив пошуку нетрадиційних вуглеводнів у карбонатних утвореннях палеозойського комплексу Переддобрудзького прогину. Визначено територіальну поширеність перспективних утворень, наведено їх характеристики та виконано кількісну оцінку ресурсів нетрадиційних нафти і газу.

Ключові слова: палеозойський комплекс, карбонати, нетрадиційні вуглеводні, перспективні зони, оцінка ресурсів.

В статье приведены результаты оценки перспектив поиска нетрадиционных углеводородов в карбонатных отложениях палеозойского комплекса Преддобруджского прогиба. Определена территориальная распространенность перспективных образований, приведена их характеристика и выполнена количественная оценка ресурсов нетрадиционных нефти и газа.

Ключевые слова: палеозойский комплекс, карбонаты, нетрадиционные углеводороды, перспективные зоны, оценка ресурсов.

The article features the results of evaluation for searching unconventional hydrocarbons potentials in the Palaeozoic carbonate rocks in the Dobrogea Foredeep. Territorial expansion of the prospective carbonate rocks and their characteristics were defined and quantitative evaluation of unconventional oil and gas resources was conducted.

Key words: Palaeozoic complex, carbonates, unconventional hydrocarbons, prospective zones, resource assessment.

Відкриття величезних скупчень нетрадиційних вуглеводнів у ряді нафтогазоносних басейнів Сполучених Штатів Америки та успішне їх освоєння дають можливість по-новому оцінити перспективи і ресурсну базу територій, які раніше відносили до мало-перспективних або безперспективних у нафтогазовому відношенні [1]. В Україні до таких територій може бути віднесений Переддобрудзький прогин. У межах прогину геологорозвідувальні роботи, що спрямовані на пошук покладів вуглеводнів, проводяться вже понад 70 років. За цей час було відкрито лише два невеликих нафтових родовища – Східно-Саратське та Жовтоярське. За даними Українського державного геологорозвідувального інституту, початкові видобувні ресурси вуглеводнів Переддобрудзького прогину оцінюються всього в 73,0 млн т умовного палива. Ступінь освоєння початкових ресурсів – 7,4 %. У зв'язку з незначною ресурсною базою роботи з пошуку нових родовищ нафти і газу в межах прогину протягом останніх 20 років практично не проводяться. У той же час попередній аналіз геолого-геофізичних і геолого-промислових матеріалів показує, що територія прогину може бути перспективна на нетрадиційні вуглеводні, що пов'язані з сланцевими утвореннями і ущільненими карбонатними породами палеозойського комплексу, ресурси яких можуть значно перевищувати ресурси традиційних нафти і газу.

Уперше питання щодо можливої перспективності території Переддобрудзького прогину на нетрадиційні вуглеводні було розглянуто в статті О.Ю. Лукіна

[2], де на основі аналізу геолого-геохімічних даних по чорносланцевих формаціях південно-західної окраїни Східно-Європейської платформи в межах Переддобрудзького прогину було виділено ряд стратиграфічних рівнів, перспективних для пошуку сланцевого газу. В подальшому групою дослідників ДП «Науканафтогаз» на основі комплексного аналізу геолого-геофізичних і геолого-промислових матеріалів було проведено картування перспективних сланцевих утворень Переддобрудзького прогину і зроблено оцінку їх ресурсної бази [3–5].

В основу досліджень покладено систематизацію, узагальнення та аналіз усіх наявних геолого-геофізичних і геолого-промислових даних по карбонатних та глинисто-карбонатних відкладах палеозою Переддобрудзького прогину. Всього було проаналізовано матеріали по 18 свердловинах. Широко використовувалися результати виконаних раніше загально-геологічних досліджень Б.М. Полуховича, К.Г. Григорчука, В.П. Гнідця, А.Д. Самарського, П.Ф. Шпака, А.Я. Радзівілла та А.В. Іванової [6–9]. З метою виділення у розрізі інтервалів залягання порід, що перспективні на нетрадиційні вуглеводні, і оцінки їх промислових параметрів було виконано комплексну інтерпретацію матеріалів ГДС семи свердловин із застосуванням спеціалізованих методик. Виділення перспективних карбонатних утворень на нетрадиційні вуглеводні в межах Переддобрудзького прогину проводили відповідно до критеріїв, розроблених автором раніше [10].

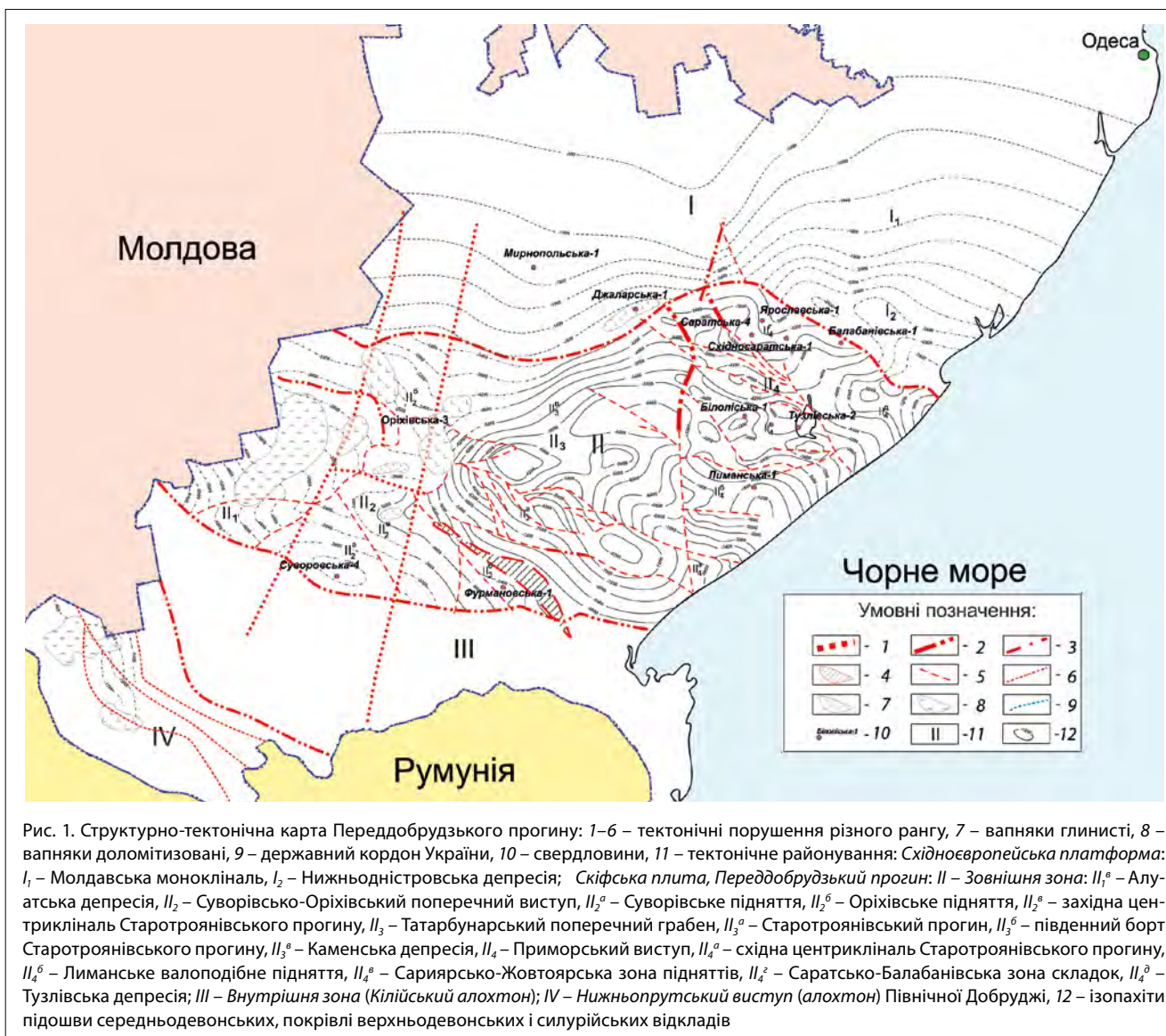


Рис. 1. Структурно-тектонічна карта Переддобрудзького прогину: 1–6 – тектонічні порушення різного рангу, 7 – вапняки глинисті, 8 – вапняки доломітизовані, 9 – державний кордон України, 10 – свердловини, 11 – тектонічне районування: Східноєвропейська платформа: I_1 – Молдавська монокліналь, I_2 – Нижньодністровська депресія; Скіфська плита, Переддобрудзький прогин: II – Зовнішня зона: II_1^a – Алуатська депресія, II_2 – Суворівсько-Оріхівський поперечний виступ, II_2^a – Суворівське підняття, II_2^b – Оріхівське підняття, II_2^c – західна центрикліналь Старотроянівського прогину, II_3 – Татарбунарський поперечний грабен, II_3^a – Старотроянівський прогин, II_3^b – південний борт Старотроянівського прогину, II_3^c – Каменська депресія, II_4 – Приморський виступ, II_4^a – східна центрикліналь Старотроянівського прогину, II_4^b – Лиманське валоподібне підняття, II_4^c – Саріярсько-Жовтоярська зона підняття, II_4^d – Саратсько-Балабанівська зона складок, II_4^e – Тузлівська депресія; III – Внутрішня зона (Кілійський алохтон); IV – Нижньопрутський виступ (алохтон) Північної Добруджі, 12 – ізопакіти підшови середньодевонських, покрівлі верхньодевонських і силурійських відкладів

Основні риси геологічної будови Переддобрудзького прогину

У регіональному відношенні Переддобрудзький прогин розташований у зоні зчленування древньої Східноєвропейської платформи (СЄП) і молоді Мізійсько-Скіфської плити [7]. У тектонічному відношенні в межах прогину виділяються два крупних тектонічних елемента – Зовнішня і Внутрішня зони. Зовнішня зона займає північну частину прогину і за характером тектонічного розвитку і повнотою розрізів поділяється на ряд більш дрібних тектонічних елементів другого порядку (рис. 1). Внутрішня зона (Кілійський алохтон) розташована на півдні прогину і відділяється від Зовнішньої зони Болградсько-Сасицькою субширотною системою насувних дислокацій. На півночі Переддобрудзький прогин, через Цигансько-ЧаDIRлунзьку систему розломів, межує з Нижньодністровською депресією та Молдавською монокліналлю. Південна межа прогину проводиться по Кагул-Георгіївській системі розривно-насувних дислокацій, що відділяє прогин від Нижньопрутського виступу Північної Добруджі [6–9].

Осадочний чохол Переддобрудзького прогину складений карбонатними, карбонатно-сульфатними, теригенними та теригенно-вулканогенними утвореннями

від верхнього протерозою (венд) до антропогену включно. Загальна товщина осадових утворень у межах прогину змінюється від 3,0 до 14,0 км [11]. Залягають осадові утворення на архей-протерозойському кристалічному фундаменті.

Результати досліджень

Аналіз усієї наявної інформації з літології осадового чохла Переддобрудзького прогину показує, що в розрізі палеозою карбонатні утворення розповсюджені в межах таких стратиграфічних підрозділів: силуру, середнього девону (ейфельський і живетський яруси), верхнього девону (франський і фаменський яруси) та нижнього карбону (турнейський і нижня частина візейського ярусу). На основі вищевикладених критеріїв за результатами проведеного аналізу було встановлено наявність перспективних карбонатних порід, які можуть вміщувати нетрадиційні вуглеводні у відкладах силурійської системи, живетського ярусу середнього відділу та франського і фаменського ярусів верхнього відділу девонської системи.

Силурійські відклади. У стратиграфічному відношенні силурійські утворення, у межах Переддобрудзького прогину, представлені відкладами верхнього і нижньо-

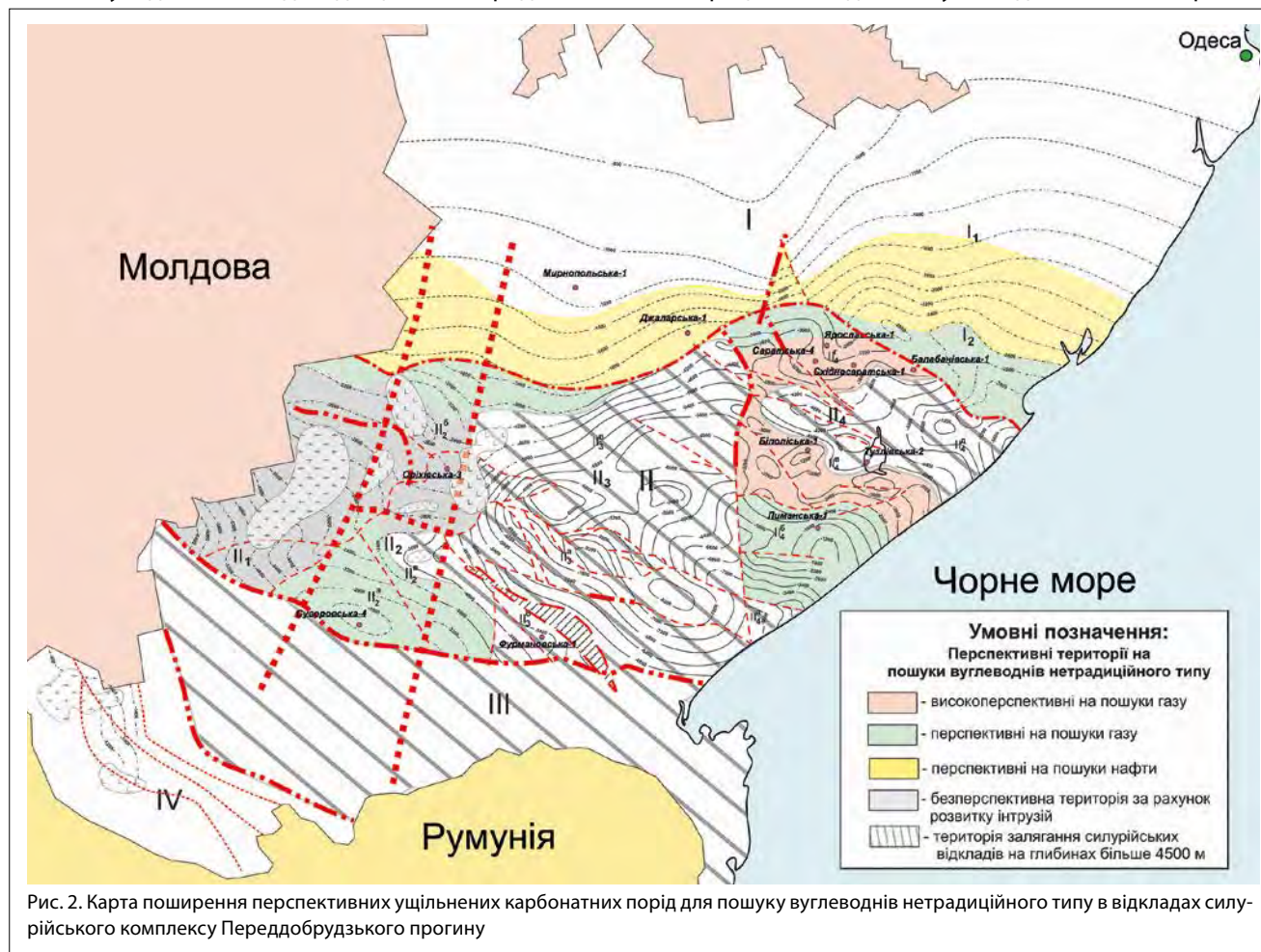
го відділів у складі ландоверійського, венлокського, лудловського і пржидольського ярусів [11]. Загальна товщина силурійських відкладів у межах прогину, за даними буріння і сейсмічних досліджень, змінюється від 0 до 850 м, у межах Нижньодністровської депресії та Молдавської монокліналі – від 0 до 400 м. На глибинах до 4500 м, у межах цього вищезазначеного прогину, силурійські відклади залягають у межах Алуатської депресії, Суворівсько-Оріхівського поперечного виступу і Приморського виступу (за винятком Тузлівської депресії). У межах Нижньодністровської депресії та Молдавської монокліналі глибина залягання силурійських утворень змінюється від 500 до 4000 м.

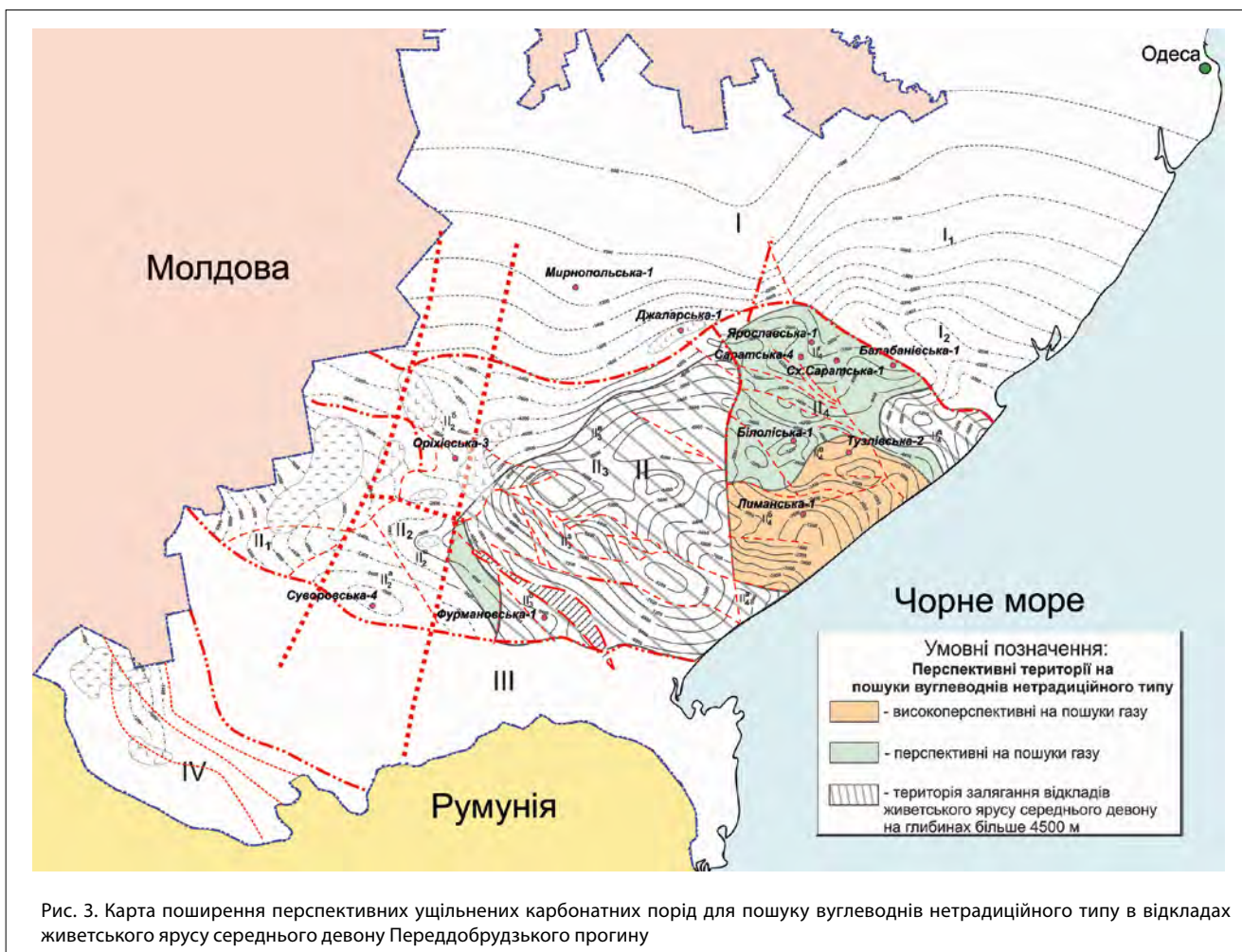
Формування силурійських відкладів у межах прогину проходило в морських умовах на фоні поступового занурення південно-західного закінчення СЕП [7]. Палеогеографічні дослідження показують, що седиментація силурійських відкладів відбувалася, в основному, в лагунно-шельфових, шельфових і, можливо, у відкритобасейнових умовах. Відклади лагунно-шельфової фації поширені в межах північної частини прилягаючих Нижньодністровської депресії та Молдавської монокліналі. Товщина лагунно-шельфових відкладів змінюється від 0 до 350 м. У складі відкладів переважають доломіти і доломітизовані вапняки, прошарками зустрічаються аргіліти. Товщина пластів карбонатних порід сягає 30–50 м. Шельфова фаціальна зона охоплює північні і центральні райони Зовнішньої зони прогину. Товщина шельфових відкладів змінюється від 0 до 650 м. У літологічному відношенні відклади цієї зони представлені

різноманітними вапняками з підпорядкованою роллю аргілітів і доломітів. Товщина пластів карбонатних порід сягає 60–80 м. Прогнозується, що відклади відкритобасейнової зони розповсюджені в межах південної частини Зовнішньої і всієї території Внутрішньої зон Переддобрудзького прогину. На основі даних щодо літологічного складу силурійських відкладів Північної Добруджі передбачається, що серед відкладів цієї фаціальної зони будуть переважати глинисті утворення з прошарками і пластами глинистих вапняків.

Колекторські властивості карбонатних порід силуру, як правило, є низькими. Так, відкрита пористість силурійських порід змінюється від 0,5 до 7,5 %, у поодиноких випадках сягаючи 20 %. Середні значення відкритої пористості, як правило, не перевищують 2,5–3,0 %. Проникність порід змінюється від 0,01 до 0,1 мД, у тріщинуватих різновидах до 1,5–5,0 мД. У фаціальному відношенні найбільш високі фільтраційно-ємнісні властивості зафіксовані в карбонатних породах шельфової зони.

Вміст C_{org} у породах силуру варіює від 0,3 до 4,2 % [2]. Вміст C_{org} у карбонатних породах – 1,0–2,0 %, у аргілітах – 0,3–4,2 %. Тип органічної речовини виключно сапропелевий. Термальна зрілість карбонатних порід силурійської системи в межах прогину в розкритих розрізах коливається від $R^0 - 1,6$ до $R^0 - 2,2$ (початок MK_5 – середина AK_1) [7, 8]. Таким чином, основна частина силурійських порід у межах прогину, до глибини 4500 м, залягає в термобаричних умовах, які сприятливі для генерації газоподібних вуглеводнів. У межах приляга-





ючих Нижньодністровської депресії та Молдавської монокліналі (враховуючи глибини залягання, дані про катагенез порід, що залягають вище, палеотемпературний градієнт, склад глинистих мінералів) передбачається, що силурійські породи будуть знаходитися на стадії $МК_1$ ($R^0 - 0,5$) – $МК_3$ ($R^0 - 0,9$), що загалом є сприятливим, більшою мірою, для генерації рідких вуглеводнів.

На основі проведених досліджень побудовано карту якісної оцінки перспектив пошуку нетрадиційних нафти і газу в карбонатних відкладах силурійського комплексу Переддобрудзького прогину (рис. 2). Перспективні карбонатні породи для пошуку нетрадиційного газу локалізуються в межах північної і південної частин Суворівсько-Оріхівського поперечного виступу і примикаючих до них ділянок Алуатської депресії та Татарбунарського поперечного грабену, а також у межах Приморського виступу, за винятком Тузлівської депресії, де відклади силуру залягають на глибинах понад 4500 м. Також перспективна територія для пошуку нетрадиційного газу в силурійських карбонатних відкладах виділена в межах південно-східної частини Нижньодністровської депресії, яка безпосередньо примикає до Цигансько-Чадирлунзької системи розломів. На основі кількісного аналізу оціночних параметрів у межах перспективної території виділено високоперспективну зону, яка охоплює Саріярсько-Жовтоярську зону підняття та Саратсько-Балабанівську зону складок. Перспективні для пошуку нафти карбонатні породи силурійського комплексу розповсюджені в ме-

жах південних частин Нижньодністровської депресії та Молдавської монокліналі.

Загальна площа розповсюдження карбонатних силурійських утворень, перспективних для пошуку нетрадиційних вуглеводнів, – 3640 км² (у т.ч. для пошуку нетрадиційної нафти – 1575 км², газу – 2065 км²).

Середньодевонські відклади живетського ярусу. За наявними даними, відклади живетського ярусу широко розповсюджені в межах Приморського виступу та Татарбунарського поперечного грабену [7]. У межах Алуатської депресії і Суворівсько-Оріхівського поперечного виступу відклади живетського ярусу практично відсутні. Для Внутрішньої зони прогину наявність живетських відкладів прогнозується в межах його східної та західної частин. На глибинах до 4500 м відклади живетського ярусу залягають у межах Саратсько-Балабанівської зони складок, Лиманського валоподібного підняття, Саріярсько-Жовтоярської зони підняття, західної частини південного борту Старотроянівського прогину та західної центрикліналі Старотроянівського прогину. В палеогеографічному відношенні формування відкладів живетського ярусу в межах Переддобрудзького прогину проходило в шельфових і лагунних умовах крайової частини мілководного морського басейну [7]. Відклади лагунної фації поширені в межах північних частин Приморського виступу і Татарбунарського поперечного грабену. Товщина відкладів лагунної фаціальної зони змінюється від 0 до 150 м. У літологічному відношенні відклади лагунної фаціальної зони

представлені доломітами і ангідритами з прошарками вапняків і аргілітів. Товщина карбонатних пластів від 0,5 до 10,0 м. Товщина відкладів шельфової фаціальної зони змінюється від 0 до 175 м. У складі відкладів шельфової зони переважають різноманітні вапняки. Доломіти й аргіліти грають підпорядковану роль. Товщина пластів карбонатних порід сягає 35 м.

Карбонатні породи живетського ярусу характеризуються низькими фільтраційними і ємнісними властивостями. Відкрита пористість порід у середньому змінюється від 0,5 до 3,0 %, у поодиноких випадках сягаючи 20 %. Проникність порід, за лабораторними даними, змінюється від 0,01 до 0,09 мД, у тріщинуватих різновидах – до 600 мД [7]. Найбільш високі фільтраційно-ємнісні властивості мають органогенні вапняки і доломітизовані вапняки з широким розвитком тріщинуватості.

Вміст $C_{орг}$ у породах живетського ярусу становить 0,2–3,5 % (в аргілітах – 0,4–3,5 %, у вапняках – 0,4–1,2 %, у глинистих вапняках – 0,6–1,7 %, у доломітах – 0,2–1,0 %). Тип органічної речовини – переважно сапропелевий [5, 7]. Термальна зрілість карбонатних порід живетського ярусу в межах прогину до глибини 4500 м коливається від $R^0 - 1,15$ до $R^0 - 2,0$ (закінчення MK_3 – закінчення MK_5). Таким чином, породи живетського ярусу на більшій частині території прогину перебувають у головній зоні газоутворення, що є сприятливим фактором для утворення скупчень нетрадиційного газу.

За результатами картування прогнозних параметрів встановлено, що перспективні карбонатні породи на нетрадиційний газ у відкладах живетського ярусу поширені практично в межах всієї території Приморського виступу (за винятком Тузлівської депресії) і частково в межах південного борту Старотроянівського прогину (рис. 3). У межах перспективної території виділено високоперспективну зону, яка охоплює Лиманське валоподібне підняття і південно-східну частину Сариярсько-Жовтоярської зони підняття.

Загальна площа розповсюдження живетських карбонатних утворень, перспективних для пошуку нетрадиційного газу, – 1455 км².

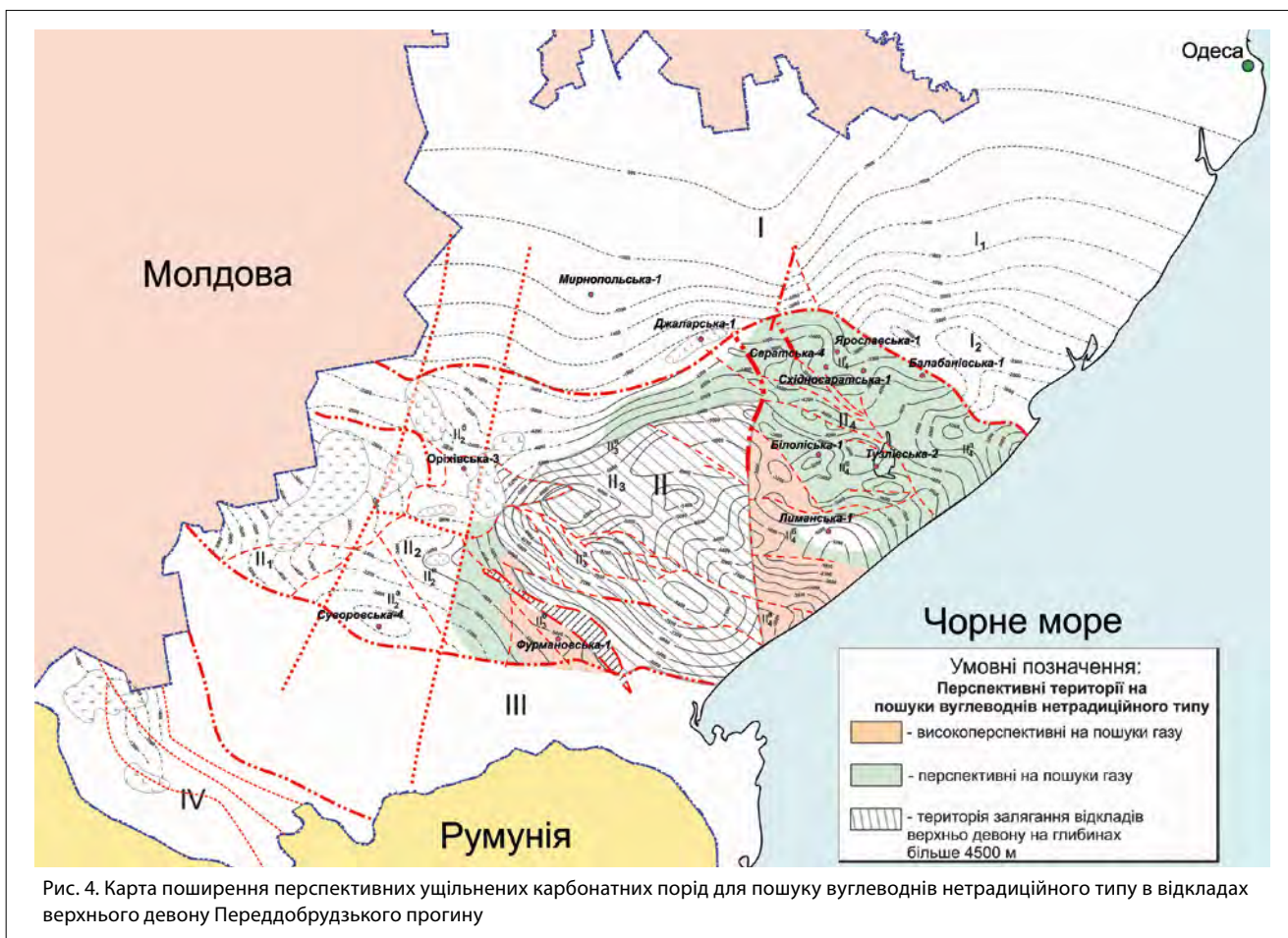
Верхньодевонські відклади (франський і фаменський яруси). Відклади верхньодевонського комплексу розповсюджені в межах практично всього Приморського виступу (за винятком апікальної частини Лиманської структури), Татарбунарського поперечного грабену (за винятком північно-західної частини Каменської депресії) і частково в межах західної центрикліналі Старотроянівського прогину Суворівсько-Оріхівського поперечного виступу [7]. До глибини 4500 м відклади франського і фаменського ярусів залягають у межах практично всього Приморського виступу, південного борту і західної центрикліналі Старотроянівського прогину. Формування відкладів франського і фаменського ярусів проходило в крайовій частині морського басейну в умовах диференційованих висхідних і низхідних тектонічних рухів окремих структурних елементів [6]. Характер розподілу літофацій у відкладах франського і фаменського ярусів загалом подібний. Відклади лагунної фаціальної зони локалізуються у межах північної частини Приморського виступу (Саратсько-Балабанівська

зона складок, Тузлівська депресія, Сариярсько-Жовтоярська зона підняття, східна частина Лиманського валоподібного підняття) та північно-східної частини Татарбунарського поперечного грабену. Товщина відкладів лагунної фаціальної зони франського ярусу змінюється від 0 до 600 м, фаменського ярусу – від 0 до 500 м. У літологічному відношенні відклади франського і фаменського ярусів у межах лагунної фаціальної зони представлені товщею ангідритів та доломітів із прошарками і пластами вапняків, рідше аргілітів. На окремих ділянках у розрізі зустрічаються тонкі прошарки пісковиків і алевролітів [7]. Товщина карбонатних пластів сягає 35 м. Відклади шельфової фаціальної зони поширені в межах південної частини Приморського виступу (східна центрикліналь Старотроянівського прогину та західна частина Лиманського валоподібного підняття), центральної і південної частин Татарбунарського поперечного грабену та центральної частини Суворівсько-Оріхівського поперечного виступу (західна центрикліналь Старотроянівського прогину). Товщина відкладів шельфової фаціальної зони франського ярусу змінюється від 0 до 650 м, фаменського ярусу – від 0 до 600 м. У літологічному відношенні відклади шельфової зони франського і фаменського ярусів представлені вапняками з підпорядкованою роллю доломітів та аргілітів. Товщина карбонатних пластів сягає 50–60 м.

Фільтраційно-ємнісні властивості карбонатних порід франського і фаменського ярусів загалом невисокі. Середні значення відкритої пористості змінюються від 0,5 до 3,5 %, проникності – від 0,01–0,05 мД. На ділянках розвитку тріщинуватих і кавернозних різновидів значення відкритої пористості підвищуються до 5–6 % (у поодиноких випадках – до 9,0–11 %), а проникності – до 0,8–1,5 мД (у поодиноких випадках – до 250,0 мД).

Вміст $C_{орг}$ у карбонатних породах франського і фаменського ярусів змінюється від 0,2 до 2,5 %, а в глинисто-карбонатних різновидах – від 0,8 до 3,5 %. Тип органічної речовини переважно сапропелевий, рідше гумусово-сапропелевий [7, 9]. Термальна зрілість карбонатних порід франського ярусу в межах прогину до глибини 4500 м коливається від $R^0 - 0,95$ до $R^0 - 1,95$ (середина MK_3 – закінчення MK_5), фаменського – від $R^0 - 0,7$ до $R^0 - 1,55$ (середина MK_2 – закінчення MK_4). Таким чином, породи франського ярусу на більшій частині території прогину перебувають у головній зоні газоутворення і можуть продукувати газоподібні вуглеводні, однак, враховуючи переважно сапропелевий склад органічної речовини, не виключено, що в межах окремих ділянок може тривати утворення і рідких вуглеводнів. Породи фаменського ярусу, відповідно до термальної зрілості органічної речовини, перебувають як у зоні газоутворення, так і в зоні нафтоутворення і можуть бути перспективними як для пошуку нетрадиційної нафти, так і газу.

За результатами картування прогнозних параметрів встановлено, що перспективні на нетрадиційні вуглеводні карбонатні породи франського і фаменського ярусів поширені практично в межах всієї території Приморського виступу, за винятком центральної частини Лиманського підняття, частково в межах Татарбунарського поперечного грабену (північно-східна частина



Каменської депресії, західна частина і південний борт Старотроянівського прогину) та західної центрикліналі Старотроянівського прогину Суворівсько-Оріхівського поперечного виступу (рис. 4). У межах перспективної території виділено дві високоперспективні зони. Перша охоплює південний борт Старотроянівського прогину, а друга – південно-західну частину Сариярсько-Жовтоярської зони підняття і східну центрикліналь Старотроянівського прогину.

Площа розповсюдження карбонатних утворень франського ярусу, перспективних для пошуку нетрадиційного газу, – 1949 км². Площа розповсюдження карбонатних утворень фаменського ярусу для пошуку нетрадиційних газу і нафти – 1917 км².

Оцінка ресурсів нетрадиційних вуглеводнів. Підрахунок ресурсів нетрадиційних вуглеводнів виконували об'ємним методом. Коефіцієнт вилучення газу, за аналогією з північноамериканськими басейнами, приймали рівним 0,35, нафти – 0,05–0,1. Загальні геологічні ресурси нетрадиційного газу Переддобрудзького прогину ущільнених карбонатних порід палеозойського комплексу оцінюються у 1946 млрд м³ (видобувні – 680 млрд м³), у т.ч.: силурійського комплексу – 821 млрд м³ (видобувні – 287 млрд м³); середньодевонського комплексу (живетський ярус) – 284 млрд м³ (видобувні – 99 млрд м³); верхньодевонського (франський ярус) – 553 млрд м³ (видобувні – 193 млрд м³); верхньодевонського (фаменський ярус) – 288 млрд м³ (видобувні – 101 млрд м³). Загальні геологічні ресурси нетрадиційної нафти Переддобрудзького прогину ущільнених карбонатних порід палеозойського комплексу оціню-

ються у 1426 млн т (видобувні – 107 млн т), у т.ч.: силурійського комплексу – 826 млн т (видобувні – 62 млн т); верхньодевонського (фаменський ярус) – 600 млн т (видобувні – 45 млн т).

Висновки

За результатами проведених досліджень у розрізі палеозойського комплексу Переддобрудзького прогину виділено 5 прогностичних стратиграфічних рівнів розповсюдження карбонатних порід, перспективних для пошуку вуглеводнів нетрадиційного типу: силурійська система, живетський ярус (середній відділ девонської системи), франський і фаменський яруси (верхній відділ девонської системи).

Установлено, що в просторовому відношенні перспективні ущільнені карбонатні породи палеозойського комплексу локалізуються в межах Приморського виступу, північної і південної частин Татарбунарського поперечного грабену, частково в межах Суворівсько-Оріхівського поперечного виступу і північної частини Алуатської депресії, а також у межах південних частин Молдавської монокліналі і Нижньодністровської депресії. Причому силурійські і фаменські відклади перспективні як для пошуку нетрадиційного газу, так і нафти.

Сумарні геологічні ресурси ущільнених карбонатних порід палеозойського комплексу оцінюються у близько 3064,0 млн т нафтового еквіваленту, а видобувні – у 660 млн т нафтового еквіваленту. Видобувні ресурси нетрадиційного газу оцінюються у 680 млрд м³, нетрадиційної нафти у 107 млн т.

Першочерговими об'єктами проведення геологорозвідувальних робіт у регіоні для пошуку нетрадиційної нафти є карбонатні відклади силурійського комплексу в межах південних частин Молдавської мо-

нокліналі і Нижньодністровської депресії, нетрадиційного газу – карбонатні відклади верхньодевонського комплексу в межах південної частини Приморського виступу.

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. **Лукин А. Е.** Сланцевый газ и перспективы его добычи в Украине. Статья 2. Черносланцевые комплексы Украины и перспективы их газоносности в Воыно-Подоллии и Северо-Западном Причерноморье // Геол. журн. – 2010. – № 4. – С. 7–24.
3. **Vakarchuk S.** Shale Gas Opportunities in Ukraine: Geological Settings, Reserves Assessment and Exploration Problems / S.Vakarchuk, V.Gladun, T.Dovzhok et. al. // Abs. CD-ROM 34th IGC, Brisbane, Australia, 5-10 August, 2012.
4. **Вакарчук С.Г.** Оцінка ресурсного потенціалу сланцевого газу нафтогазоносних басейнів України / С.Г. Вакарчук, Т.Є. Довжок, К.К. Філюшкін // Нафтогазова галузь України. – 2014. – № 3. – С. 3–8.
5. **Вакарчук С.Г.** Перспективи пошуку вуглеводнів нетрадиційного типу в палеозойських відкладах Передодністровського прогину / С.Г. Вакарчук, І.О. Карпенко // Геолог України. – 2013. – № 3. – С. 64–71.
6. **Геологическое** строение Западного Причерноморья / Б.М. Полухтович, П.Ф. Шпак, А.Д. Самарский [и др.]. – К.: ИГН АН УССР, 1990. – 49 с. – (Препринт № 90-11).
7. **Гнідець В.П.** Літогенез девонських відкладів Придніпровського прогину / В.П. Гнідець, К.Г. Григорчук, Б.М. Полухтович. – Львів: УкрДГРІ, 2003. – 93 с.
8. **Етапи** утворення вуглецевих формацій в геологічних структурах України / А.Я. Радзівілл, В.Ф. Шульга, А.В. Іванова [та ін.]. – К.: ІГН НАНУ, 2012. – 215 с.
9. **Нефтегазоносность** Западного Причерноморья / Б.М. Полухтович, П.Ф. Шпак, А.Д. Самарский [и др.]. – К.: ИГН АН УССР, 1990. – 49 с. – (Препринт № 90-12).
10. **Вакарчук С.Г.** Нетрадиційні джерела вуглеводнів України. Книга VI. Перспективи освоєння ресурсів газу у щільних порід у Східному нафтогазоносному регіоні України / С.Г. Вакарчук, Т.Є. Довжок, К.К. Філюшкін [та ін.]. – К.: ТОВ «ВТС ПРИНТ», 2013. – 207 с.
11. **Атлас** родовищ нафти і газу України: в 6 т. / за загальною ред. М.Я. Вуль, Б.І. Денег, Ю.З. Крупський [та ін.]. – Львів: «Центр Європи», 1998. – Т. 6: Південний нафтогазоносний регіон. – 225 с.

ОХОРОНА ПРАЦІ В НАФТОГАЗОВІЙ ГАЛУЗІ

Навчальний посібник

У 2015 році у видавництві «Симфонія форте» (м. Івано-Франківськ) вийшла друком книга «Охорона праці в нафтогазовій галузі» авторів Герасименка Ю.М., Костаняна В.Р., Лінчевського М.П., Лисяного Г.М., Лисяного М.К., Семчука Я.М., Федорака І.Д., Школьного М.П. У цьому навчальному посібнику викладені основоположні засади організації проектування об'єктів підвищеної небезпеки нафтогазової галузі та порядку

введення їх в експлуатацію на засадах гарантованого прийнятного рівня безпеки виробничого персоналу та навколишнього середовища. Розглянуто можливості застосування методів системного аналізу для розв'язання актуальних проблем промислової безпеки та охорони праці, а також підкреслено важливість і перспективність подальших досліджень зв'язків між безпечністю та надійністю складних технічних систем нафтогазової галузі.

Провідне місце в посібнику присвячено розгляду норм та заходів безпеки чинних галузевих актів з охорони праці та промислової безпеки, а також засадам організації системи їх управління. Книгу може бути рекомендовано студентам освітньо-кваліфікаційних рівнів «спеціаліст» та «магістр», для яких наявність знань та умінь, пов'язаних із проектуванням об'єктів підвищеної небезпеки, є однією з обов'язкових кваліфікаційних вимог навчальних стандартів нового покоління.

Також посібник може бути корисним для широкого загалу фахівців, які займаються проектуванням, експлуатацією (упровадженням) або здійснюють наглядові, експертні чи контрольні функції стосовно об'єктів підвищеної небезпеки.



У 2014 році у видавництві Львівської політехніки вийшла друком книга «Технологія первинної переробки нафти і газу» авторів П.І. Топільницького, О.Б. Гринишина, О.Я. Мачинського. У цьому підручнику коротко викладено історію розвитку видобування, дослідження і перероблення нафти і газу, розглянуто фізико-хімічні властивості нафти і нафтових фракцій, вуглеводневих газів, дано характеристику продуктів перероблення.

Тут також описано методи підготовки нафти і газу до переробки, основні процеси первинної переробки нафти і газу, а також вторинної перегонки дистилатів, розглянуто апаратурне оформлення технологічних процесів первинної переробки нафти.

Книгу рекомендовано для студентів вищих навчальних закладів. Матеріал, наведений у підручнику, буде корисним для науковців, інженерно-технічних та інших працівників нафтогазової галузі, а також для економістів та екологів.



У видавництві «Аграр Медіа Груп» вийшла книга «Досвід утилізації звалищного газу в енергетичних установках в Україні» авторів О.І. Пятничка, Г.В. Жука, А.В. Гриценка та ін. У ній узагальнено матеріали досліджень та впровадження новітніх принципів та технологій, а також техніки устаткування для виробництва та утилізації біогазу з полігонів твердих побутових відходів. Подано результати апробації досліджень на прикладі звалищ Луганська, Обухова, Борисполя.

Дослідження впливу реагентів на зниження температури застигання нафти

© **А.П. Мельник**
д-р техн. наук
С.В. Кривуля
канд. геол. наук
С.Г. Малік
канд. техн. наук
Д.О. Дегтярьов
УкрНДІгаз

УДК 66.061.16

Досліджено вплив сумішей газового конденсату та Асперолу на температуру застигання нафти Личківського, Наріжнрянського та Скворцівського НГКР. Доведено, що для кожної нафти необхідно окремо підбирати співвідношення інгібітору АСПВ із газовим конденсатом.

Ключові слова: нафта, реагент Асперол, газовий конденсат, температура застигання.

Исследовано влияние смесей газового конденсата и Асперола на температуру застывания нефти Лычковского, Наризжнянского и Скворцовского НГКМ. Доказано, что для каждой нефти необходимо отдельно подбирать соотношения ингибитора АСПО с газовым конденсатом.

Ключевые слова: нефть, реагент Асперол, газовый конденсат, температура застывания.

Influence of gas condensate blends and "Asperol" on solidification temperature of oil from Lychkivske, Narizhnianske and Skvortsivske fields has been researched. It has been proved that ratio of gas condensate and "Asperol" reagent should be determined for each type of oil individually.

Key words: oil, "Asperol" reagent, gas condensate, solidification temperature.

Важливим фактором енергозабезпечення країни є не лише приріст видобутку вуглеводневої сировини з нововведених родовищ, а й підтримання на належному рівні видобувних можливостей діючого фонду свердловин. У загальному балансі розроблюваних родовищ переважають родовища, які вступили в пізню стадію розробки і, як наслідок, спостерігається значне погіршення їх структури, збільшення частки важковидобувних запасів нафти, обводнення пластів і продукції свердловин [1]. Одним із таких є Личківське родовище Перещепинського ЦВНГК. Там під час видобування парафінистих нафт серйозною проблемою, що призводить до ускладнення в роботі свердловин, нафтопромислового обладнання та трубопровідних комунікацій, є утворення асфальтосмолопарафінових відкладень (АСПВ). У результаті зменшується живий перетин ліфтової колони, що призводить до зниження її пропускної здатності, зменшується поточний дебіт свердловин, знижується їх продуктивність [1].

Практика видобування нафти на промислах показує, що основними ділянками накопичення АСПВ є наоси свердловин, підйомні колони в свердловинах, шлейфи свердловин, резервуари промислових збірних пунктів. Найбільш інтенсивно АСПВ відкладаються на внутрішній поверхні підйомних труб свердловин. У викидних лініях їх утворення посилюється у зимовий час, коли температура повітря стає значно нижчою від температури газонафтового потоку [2].

На утворення АСПВ також впливають: зниження тиску на вибої свердловини і пов'язане з цим порушення гідродинамічної рівноваги газорідинної системи; інтенсивне газовиділення; зменшення температури в шарі та стовбурі свердловини; зміна швидкості руху газорід-

динної суміші та окремих її компонентів; склад вуглеводнів у кожній фазі суміші; співвідношення між фазами; стан поверхні труб. Із зростанням швидкості руху нафти інтенсивність відкладень спочатку збільшується, що пояснюють посиленням турбулізації потоку [3]. Інтенсивність утворення АСПВ залежить від переважання одного або декількох факторів, які можуть змінюватися з часом і глибиною, тому кількість і характер відкладень не є постійними [4].

На сьогодні універсальних методів видалення і запобігання утворенню АСПВ не існує. Аналіз експериментальних даних показує, що одним із найбільш ефективних методів боротьби з відкладеннями парафіну є хімічний метод, тобто вживання хімічних реагентів різної дії. Ефективність хімічного методу боротьби з утворенням і відкладенням парафіну зумовлена тим, що він дає можливість здійснювати захист усього технологічного обладнання родовища, зокрема системи внутрішньопромислового збору і транспорту вуглеводневої сировини. Вживання хімреагентів (інгібіторів парафіновідкладень) дає змогу здійснювати профілактичні заходи в усіх важкодоступних місцях технологічного обладнання. У сучасній нафтогазовій промисловості представлено значний асортимент інгібіторів АСПВ [4]. Основний механізм дії інгібіторів АСПВ залишається недостатньо вивченим, тому вибір інгібіторів АСПВ проводять емпірично, з урахуванням природи і хімічного складу твердих вуглеводнів нафти та властивостей самих інгібіторів.

У зв'язку з цим актуальним питанням для нафтогазової галузі є збереження видобутку вуглеводнів за рахунок видобування високопарафіністої нафти під час експлуатації конкретних свердловин, промислового

обладнання й трубопровідних комунікацій, зокрема на Личківському НГКР.

Мета цієї роботи полягає у визначенні оптимальних співвідношень між нафтою та реагентами, що зумовлюють зниження температури застигання нафти, забезпечують ефект розчинення АСПВ та покращують реологічні властивості нафти.

Як об'єкт дослідження використано нафти з різними температурами застигання, а саме: нафту Личківського, Наріжнського та Скворцівського НГКР ГПУ "Шебелинкагазвидобування". Нафта Личківського НГКР характеризується найбільшою температурою застигання (+17,5 °C), що унеможлиблює її транспортування трубопроводами навіть в осінньо-весняний період. Нафта Наріжнського НГКР, так як і Личківського, також має достатньо високу температуру застигання (+ 15 °C), що ускладнює процеси транспортування та видобування. Нафта Скворцівського НГКР характеризується температурою застигання + 5 °C, що також обмежує її транспортування в зимовий період.

Предметом дослідження є температура застигання сумішей нафти з реагентами. Як реагенти для зниження температури застигання нафти, розчинення АСПВ і забезпечення текучості під час проведення технологічних операцій досліджено газовий конденсат та Асперол. Для зниження температури застигання і покращення реологічних властивостей нафти до неї додавали відповідні частки газового конденсату та реагенту Асперол. Температуру застигання (втрати текучості) нафт та їх сумішей із реагентами визначено згідно з ГОСТ 20287-91.

Для дослідження закономірностей зниження температури застигання сумішей нафти з реагентами використано метод симплекс-ґратчастих планів. Матриця планування експерименту та отримані температури застигання сумішей наведено в табл. 1.

Таблиця 1

Матриця планування експерименту та визначені температури застигання сумішей залежно від співвідношення компонентів

Склад сумішей, % об.			Температура застигання, °C, для нафти		
Нафта	Газовий конденсат	Асперол	Нафта Личківського НГКР	Нафта Наріжнського НГКР	Нафта Скворцівського НГКР
100	–	–	17,5	15	5
–	100	–	-75	-70	-75
–	–	100	-18	-18	-18
66	33	–	7,5	6	-11
33	66	–	-2,5	-10	-20
66	–	33	11	8	1
33	–	66	7	2	-8
–	66	33	-50	-48	-50
–	33	66	-40	-37	-40
33	33	33	6	-1,5	-13

На основі одержаних результатів (табл. 1) і проведених розрахунків зміни ізотерм температур від співвідношення між нафтою, газовим конденсатом та Аспе-

ролом знайдено рівняння регресії для нафти кожного родовища:

$$T_{\text{Л}} = 17,5 \cdot X_1 - 75 \cdot X_2 - 18 \cdot X_3 + 140,625 \cdot X_1 \cdot X_2 + 41,625 \cdot X_1 \cdot X_3 + 6,75 \cdot X_2 \cdot X_3 - 140,625 \cdot X_1 \cdot X_2 \cdot (X_1 - X_2) - 52,875 \cdot X_1 \cdot X_3 \cdot (X_1 - X_3) + 60,75 \cdot X_2 \cdot X_3 \cdot (X_2 - X_3) + 274,5 \cdot X_1 \cdot X_2 \cdot X_3, \quad (1)$$

$$T_{\text{Нар.}} = 15 \cdot X_1 - 70 \cdot X_2 - 18 \cdot X_3 + 114,75 \cdot X_1 \cdot X_2 + 29,25 \cdot X_1 \cdot X_3 + 4,5 \cdot X_2 \cdot X_3 - 83,25 \cdot X_1 \cdot X_2 \cdot (X_1 - X_2) - 33,75 \cdot X_1 \cdot X_3 \cdot (X_1 - X_3) + 49,5 \cdot X_2 \cdot X_3 \cdot (X_2 - X_3) + 171 \cdot X_1 \cdot X_2 \cdot X_3, \quad (2)$$

$$T_{\text{С}} = 5 \cdot X_1 - 70 \cdot X_2 - 18 \cdot X_3 + 76,5 \cdot X_1 \cdot X_2 + 13,5 \cdot X_1 \cdot X_3 - 15,75 \cdot X_2 \cdot X_3 - 108 \cdot X_1 \cdot X_2 \cdot (X_1 - X_2) + 9 \cdot X_1 \cdot X_3 \cdot (X_1 - X_3) + 15,75 \cdot X_2 \cdot X_3 \cdot (X_2 - X_3) + 173,25 \cdot X_1 \cdot X_2 \cdot X_3, \quad (3)$$

де $T_{\text{Л}}$, $T_{\text{Нар.}}$ і $T_{\text{С}}$ – температури застигання нафти Личківського, Наріжнського та Скворцівського НГКР відповідно; X_1 – вміст нафти, % об.; X_2 – вміст газового конденсату, % об.; X_3 – вміст Асперолу, % об.

Значимість коефіцієнтів рівнянь підтверджено визначеними згідно з [5] коефіцієнтами за критерієм Стюдента.

Із використанням рівняння (1) розраховано зміни температур застигання сумішей нафти Личківського

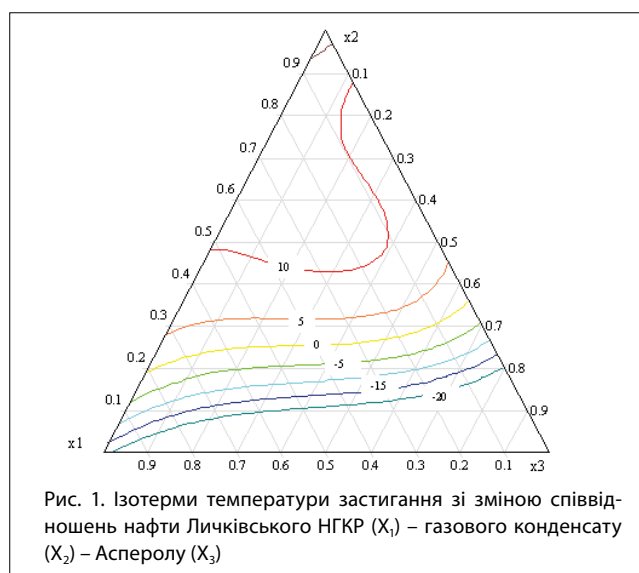


Рис. 1. Ізотерми температури застигання зі зміною співвідношень нафти Личківського НГКР (X_1) – газового конденсату (X_2) – Асперолу (X_3)

НГКР із газовим конденсатом та Асперолом (рис. 1) за співвідношень, які змінюються у межах від 0 до 100 % для кожного компонента.

З одержаних результатів (див. рис. 1) видно, що нафта Личківського НГКР уже з додаванням до неї 5 % об. реагенту Асперол та 15 % об. газового конденсату стає рідкою при температурі 10 °C. Для забезпечення транспортування нафти з цього родовища при температурі 0 °C і нижче її вміст у суміші з газовим конденсатом та реагентом Асперол не повинен перевищувати 30 % об., а при -20 °C – 20 % об. Потрібно також зазначити те, що суміші, які містять від 35 до 85 % об. нафти, характеризуються температурами застигання у діапазоні температур 5–13 °C.

Із використанням рівняння (2) розраховано зміни температур застигання сумішей нафти Наріжнського НГКР із газовим конденсатом та Асперолом (рис. 2) за співвідношень, які також змінюються у межах від 0 до 100 % для кожного компонента.

З одержаних результатів (рис. 2) видно, що для того, щоб нафта не застигала при температурі навколишнього середовища 10 °C, до неї необхідно додати 5 % об.

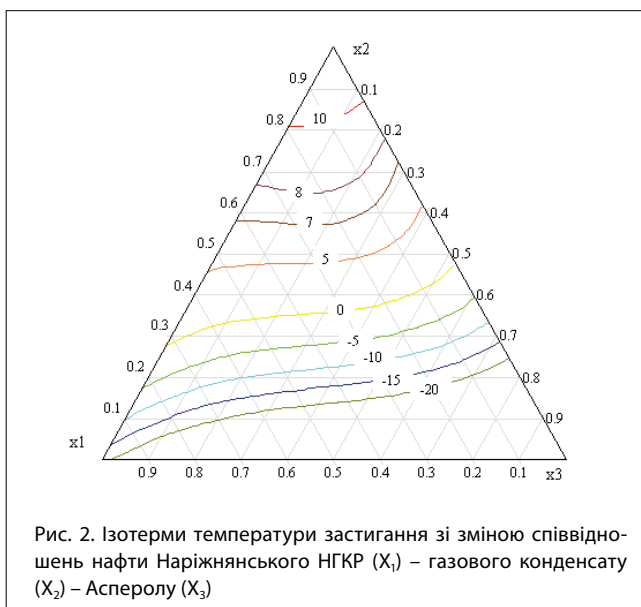


Рис. 2. Ізотерми температури застигання зі зміною співвідношень нафти Наріжнрянського НГКР (X_1) – газового конденсату (X_2) – Асперолу (X_3)

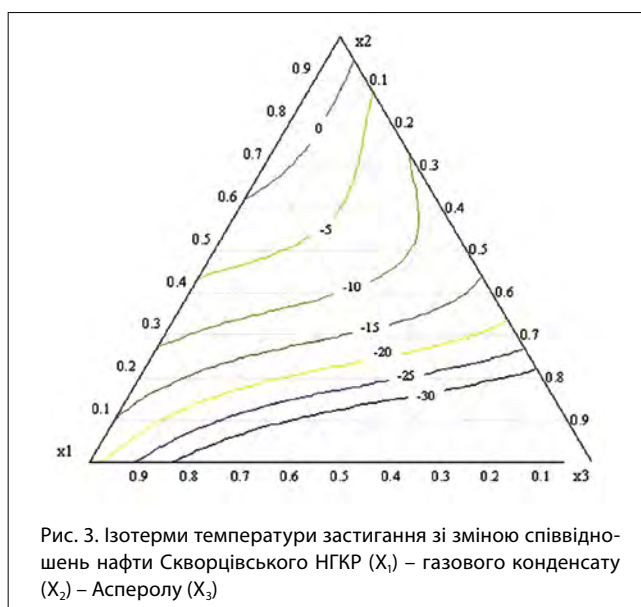


Рис. 3. Ізотерми температури застигання зі зміною співвідношень нафти Сквиортцівського НГКР (X_1) – газового конденсату (X_2) – Асперолу (X_3)

реагенту Асперол і 10 % об. газового конденсату. Для того, щоб нафта зберігала текучість при 0 °С, потрібно отримати суміш, у якій знаходиться не більше ніж 40 % нафти, 55 % об. газового конденсату та 5 % об. реагенту Асперол. У той же час усі суміші, які містять у своєму складі 45 % об. та більше нафти Наріжнрянського НГКР, характеризуються температурами застигання вище 0 °С. Для транспортування нафти Наріжнрянського НГКР у зимовий період при температурі навколишнього середовища нижче –15 °С її вміст у сумішах не повинен перевищувати 25 % об.

Із використанням рівняння (3) розраховано зміни температур застигання сумішей нафти Сквиортцівського НГКР із газовим конденсатом та Асперолом (рис. 3) зі зміною співвідношень між реагентами в межах від 0 до 100 % для кожного компонента. З рис. 3 випливає, що суміші, до складу яких входить менше 90 % об. нафти Сквиортцівського НГКР, характеризуються температурами застигання нижче 0 °С. Якщо нафти у сумішах міститься 50 % об. і менше, температура, при якій вони не втрачають текучості, є нижчою –10 °С, а при 20 % об. нафти – її транспортування можливе за температури –25 °С.

За результатами розрахунків встановлено, що для того, щоб нафта не застигала в зимовий період, коли, наприклад, температура навколишнього середовища знаходиться на рівні мінус 11– мінус 21 °С, необхідно використовувати такі суміші: для нафти Личківського НГКР – 22 % об. нафти, 5 % об. Асперолу, 73 % об. газового конденсату або 15 % нафти, 5 % Асперолу, 80 % об. газового конденсату; для нафти Сквиортцівського НГКР – 55 % об. нафти, 5 % об. Асперолу, 40 % об. газового конденсату або 30 % об. нафти, 5 % об. Асперолу, 65 % об. газового конденсату; для нафти Наріжнрянського НГКР – 30 % об. нафти, 5 % об. Асперолу, 65 % об. газового конденсату або 20 % нафти, 5 % Асперолу, 75 % об. газового конденсату.

Необхідно зазначити, що транспортування нафти відбувається трубопроводами, які знаходяться на глибині ~ 2 м із глибиною промерзання у 1,8 м і середньою зимовою температурою ~ +5 °С. У той же час коливання температур на поверхні змінюється в межах

~ плюс 40÷мінус 30 °С. Тому оцінені коливання витрат реагентів можуть змінюватися (табл. 2) у межах від 0 до 5,93 м³ газового конденсату та від 0 до 0,214 м³ Асперолу на 1 тону нафти Личківського НГКР, від 0 до 4,77 м³ газового конденсату та від 0 до 0,294 м³ Асперолу на 1 тону нафти Наріжнрянського НГКР, від 0 до 3,63 м³ газового конденсату та від 0 до 0,240 м³ Асперолу на 1 тону нафти Сквиортцівського НГКР.

Таблиця 2

Орієнтовні витрати реагентів для інтенсифікації видобування нафт

Температура, °С	Витрати реагенту м ³ /м ³ нафти					
	Личківського НГКР		Наріжнрянського НГКР		Сквиортцівського НГКР	
	ГК	Асперол	ГК	Асперол	ГК	Асперол
+20	0	0	0	0	0	0
+15	0,055	0,055	0,021	0,021	0	0
+10	0,186	0,063	0,158	0,061	0	0
+5	1,3	0,125	0,727	0,091	0,021	0,01
0	2,17	0,167	1,26	0,119	0,077	0,022
–5	2,62	0,231	1,74	0,206	0,185	0,049
–10	3,31	0,237	2,24	0,207	0,583	0,083
–15	3,75	0,250	2,80	0,209	1,44	0,128
–20	4,53	0,353	3,52	0,238	2,13	0,200
–25	5,0	0,250	4,59	0,294	3,13	0,217
–30	5,93	0,214	4,77	0,118	3,63	0,24

Висновки

Проведені дослідження розчинності та температури застигання сумішей нафти з газовим конденсатом та реагентом Асперол свідчать про те, що для запобігання ускладненням у ході роботи свердловин, нафтопромислового обладнання та трубопровідних комунікацій у результаті застигання нафти та відкладення АСПВ

доцільно використовувати суміші з вмістом 5–10 % об. Асперолу.

Для кожної нафти необхідно знаходити конкретні співвідношення реагентів і, відповідно, витрати інгібіторів асфальтосмолопарафінових відкладень.

Список використаних джерел

1. **Персіянцева М.Н.** Добыча нефти в осложненных условиях [Текст] / М.Н. Персиянцев. – М.: ООО “Недра-Бизнес-центр”, 2000. – 653 с.
2. **Минеев Б.П.** Два вида парафина, выпадающего на подземном оборудовании скважин в процессе добычи нефти [Текст] / Б.П. Минеев, О.В. Болигатова // Нефтепромысловое дело. – 2004. – № 12. – С. 41–43.
3. **Сорокин А.В.** Влияние газосодержания нефти на формирование АСПО в подъемнике скважины [Текст] / А.В. Сорокин, А.В. Табакаева // Бурение и нефть. – 2009. – № 2. – С. 25–26.
4. **Тронов В.П.** Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними [Текст] / В.П. Тронов. – М.: Недра, 1970. – 192 с.
5. **Семенов С.А.** Планирование эксперимента в химии и химической технологии. Том 1. [Текст] / С.А. Семенов. – М.: ИПЦМИТХТ, 2001. – 93 с.

Вчені розробили губку, що відокремлює нафту від води

Минуло п'ять років після розливу мільйонів тонн нафти в Мексиканській затоці, а питання екологічної безпеки залишається відкритим. Звичайно, проблеми краще уникати, ніж вирішувати, проте попри всі вжиті заходи безпеки не можна виключати ризик повторення катастрофи.

Учені всього світу вже давно працюють над створенням матеріалів, які можуть допомогти у ліквідації наслідків таких подій, як катастрофа на нафтовидобувній вишці BP. Сітки з нержавіючої сталі для збору нафти, абсорбуючі полімери і плаваючі поліетиленові колодки – це лише деякі з розроблених за останні роки засобів для ліквідації можливих розливів нафти.

Австралійські дослідники свої перші успіхи у цьому напрямі продемонстрували ще 2 роки тому, отримавши порошок нітриду бору, відомий як «білий графіт», що має нафтоабсорбуючі властивості. Однак сам по собі засіб не підходить для збирання нафти, тому команда приступила до створення губчастої речовини з цього порошку, здатного вбирати нафту, відокремлюючи її від води. Результатом стало розроблення спеціального пористого матеріалу, який здатен вбирати обсяг органічних розчинників і нафти, який у 33 рази перевищує її власний.

Їх підхід полягав у з'єднанні часток порошку нітриду бору найтоншими нанонитками, створюючи таким чином крихітні гранули розміром усього кілька нанометрів. У гранулах є мікроскопічні отвори, через які й буде вбиратися нафта.

«Пори в мікрогранулах забезпечують площу поверхні для поглинання нафти і органічних розчинників в 33 рази більшу за власну вагу», – заявив доктор Вейвей Лей, провідний дослідник із австралійської групи.

Крім того, матеріал вогнетривкий, а тому придатний для збору палаючої нафти. Дослідники те-

пер шукають партнерів, щоб почати промислові випробування технології, для створення на її базі порошків і надлегких мембран.

Результати дослідження опубліковано в журналі Nature Communications.

За матеріалами <http://www.fainaidea.com/archives/92945>

Нові можливості процесів виробництва пального

Команда дослідників із католицького університету Левена (Бельгія) та Утрехтського університету (Нідерланди) вивчала можливості процесів виробництва пального для розробки методики отримання більш екологічного пального з нафти. На їх думку, технологія може набутися промислових масштабів протягом десяти років.

Каталізатори для виробництва пального полегшують хімічні реакції. У процесі переробки сировини в необхідний продукт молекули пального взаємодіють із каталізаторами і починають стрибати між металом та кислотою, змінюючи тим самим стан у міру пересування. Дослідницький прорив полягає в розміщенні каталізаторів. У цьому випадку це платина і твердотільна кислота. Сьогодні ці каталізатори розміщують на максимально близькій один до одного відстані, бо чим вона менша, тим більш повним і кращим буде результат очищення.

Вчені виявили: якщо компоненти будуть розміщені принаймні в декількох нанометрах один від одного, то реакція буде виробляти більш екологічно чистіше паливо. За словами дослідників, це відкриття може мати позитивні екологічні наслідки: якщо автомобілі будуть їздити на більш чистому паливі, то будуть виділяти менше шкідливих речовин і CO₂.

Результати дослідження опубліковано в журналі Nature Communications.

За матеріалами <http://www.fainaidea.com/archives/93871>

Дослідження закономірностей процесу взаємодії у газовому родовищі різнопроникних ділянок пласта з перетіканням газу між ними

© **Р.М. Кондрат**
д-р техн. наук
О.Р. Кондрат
д-р техн. наук
ІФНТУНГ

УДК 622.279.72

За результатами теоретичних досліджень процесу розробки гіпотетичного кругового газового родовища з центральною високопроникною (активною) зоною з видобувними свердловинами і периферійною низькопроникною (пасивною) зоною, в якій видобувні свердловини відсутні, встановлено вплив взаємодії різнопроникних ділянок пласта з перетіканням газу між ними на значення пластового тиску в зоні відбирання газу і ступінь відхилення фактичної залежності зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу з родовища від теоретичної прямої лінії для газового режиму розробки газових родовищ із однорідними колекторами. Встановлено закономірності процесу внутрішньопластових перетікань газу між різнопроникними ділянками.

Ключові слова: газове родовище, макронеоднорідний пласт, розробка, внутрішньопластові перетікання газу.

По результатам теоретических исследований процесса разработки гипотетического кругового газового месторождения с центральной высокопроницаемой (активной) зоной с добывающими скважинами и периферийной низкопроницаемой (пассивной) зоной, в которой добывающие скважины отсутствуют, установлено влияние взаимодействия разнопроницаемых участков пласта с перетоками газа между ними на значения пластового давления в зоне отбора газа и степень отклонения фактической зависимости приведенного среднего пластового давления от накопленной добычи газа из месторождения от теоретической прямой линии для газового режима разработки газовых месторождений с однородными коллекторами. Установлены закономерности процесса перетока газа между разнопроницаемыми участками пласта.

Ключевые слова: газовое месторождение, макронеоднородный пласт, разработка, внутрипластовые перетоки газа.

According to the results of theoretical researches of the process of hypothetical gas field development with central highly permeable (active) zone with production wells and peripheral low-permeable (passive) zone without production wells, the impact of interaction of different permeable zones in the field with gas cross-flow between them on the reservoir pressure in production zone was established as well as the degree of deviation of factual dependence of reduced average reservoir pressure on cumulative gas production from the theoretical straight-line for gas drive of gas field with homogeneous reservoirs.

Also, the regularities of in-situ gas cross-flow between different permeable zones were found.

Key words: gas field, macroheterogeneous formation, development, in-situ gas cross-flow.

Реальні газонасичені пласти характеризуються макронеоднорідною будовою і містять окремі різнопроникні ділянки, у т.ч. із початковим градієнтом тиску. Найчастіше найбільш проникною є центральна зона родовища. У напрямку до периферії проникність порід зменшується. Видобувні свердловини розміщують переважно у центральній частині родовища за ущільненою сіткою, а також на окремих високопроникних ділянках, що забезпечує високі дебіти свердловин і отримання заданого поточного відбору газу мінімальною кількістю свердловин. У периферійній частині родовища свердловини розміщують за розрідженою сіткою. За такого розміщення видобувних свердловин у процесі розробки родовища пластовий тиск у високопроникних ділянках інтенсивно знижується. Темп зниження пластового тиску у низькопроникних ділянках значно менший, а ділянки з початковим градієнтом

тиску підключаються в розробку поступово. Між окремими ділянками пласта створюється перепад тиску, за рахунок якого газ із низькопроникних ділянок перетікає у високопроникні ділянки. Взаємодія у процесі розробки родовища різнопроникних ділянок пласта з перетіканням газу між ними впливає на характер зміни пластового тиску в зоні відбирання газу з видобувними свердловинами та інші показники розробки родовища. У відомій науково-технічній літературі з розробки родовищ природних газів [1–4] недостатньо висвітлено питання взаємодії різнопроникних ділянок у процесі видобування газу з родовищ, що послужило підставою для проведення додаткових досліджень.

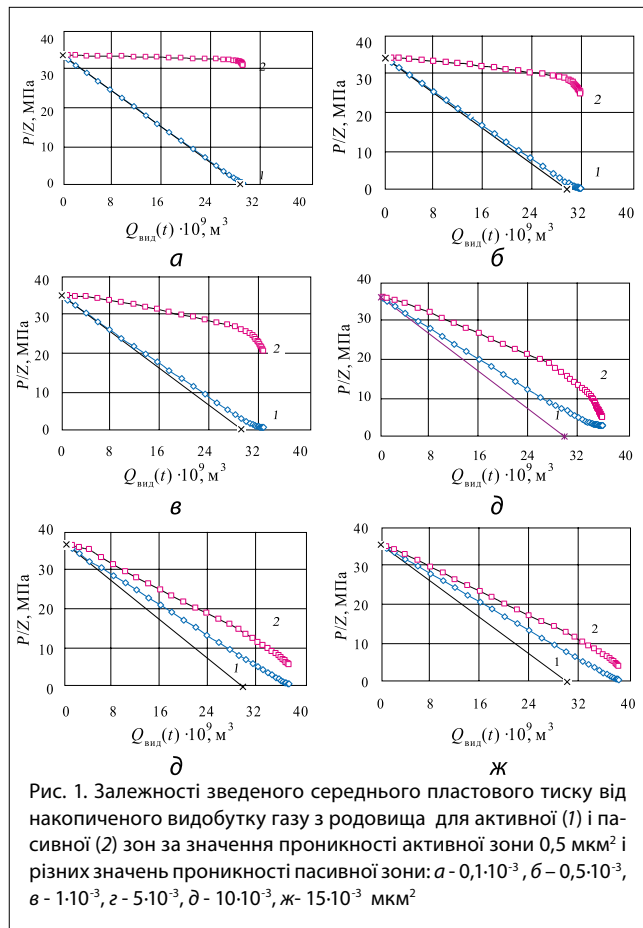
Дослідження виконано для умов гіпотетичного однопластового кругового газового родовища з центральною високопроникною (активною) зоною радіусом R_a , у якій розміщені видобувні свердловини,

і периферійною низькопроникною (пасивною) зоною із зовнішнім радіусом R_n , де видобувні свердловини відсутні. Для кожної зони записуються рівняння матеріального балансу для газового режиму: для активної зони – з урахуванням накопиченого видобутку газу з родовища і сумарної кількості газу, що перетік із пасивної зони, для пасивної зони – з урахуванням сумарної кількості газу, що перетік в активну зону. Між зонами відбувається однофазна фільтрація реального газу за законом Дарсі. Поточний пластовий тиск на зовнішньому контурі активної зони радіусом R_a (внутрішньому контурі пасивної зони) прийнято рівним поточному середньому пластовому тиску в активній зоні. Поточний пластовий тиск на зовнішньому контурі пасивної зони радіусом R_n прийнято рівним поточному середньому пластовому тиску у пасивній зоні.

У дослідженнях вивчали вплив співвідношення проникностей активної і пасивної зон на характеристики процесу їх взаємодії. У розрахунках прийнято, що початковий пластовий тиск, пластова температура і склад газу в обох зонах однакові, а об'єм пор у процесі розробки родовища залишається незмінним. У розрахунках використано такі вихідні дані: глибина свердловини – 3500 м; газонасичена товщина пласта – 12 м; коефіцієнт відкритої пористості: активної зони – 0,13; пасивної зони – 0,09; коефіцієнт початкової газонасиченості: активної зони – 0,80; пасивної зони – 0,70; початковий пластовий тиск – 36 МПа; пластова температура – 74 °С; температура на усті свердловини – 19 °С; внутрішній діаметр насосно-компресорних труб – 0,062 м; тривалість періоду зростання видобутку газу – 4 роки; темп відбору газу за рік у період зростання видобутку газу – $0,0125 t Q_{\text{зап}}$ (t – роки, $Q_{\text{зап}}$ – початкові запаси газу в родовищі в активній і пасивній зонах); накопичений видобуток газу з родовища у період зростання видобутку газу – $0,00625 t^2 Q_{\text{зап}}$; темп відбору газу за рік від початкових запасів у період постійного видобутку газу – 5 %; початкові запаси газу в покладі – $40 \cdot 10^9 \text{ м}^3$, у т.ч. в активній зоні – $30 \cdot 10^9 \text{ м}^3$; у пасивній зоні – $10 \cdot 10^9 \text{ м}^3$; депресія тиску на пласт – 1,4 МПа; радіус активної зони – 5067,59 м; радіус зовнішнього контура пасивної зони – 6309,64 м; початковий об'єм пор: в активній зоні – $1,258 \cdot 10^8 \text{ м}^3$; у пасивній зоні – $4,792 \cdot 10^7 \text{ м}^3$; коефіцієнти фільтраційних опорів привибійної зони свердловин в активній зоні: $A=0,012 \text{ (МПа)}^2 \text{ д/тис. м}^3$; $B=1,533 \cdot 10^{-3} \text{ (МПа-д/тис. м}^3)^2$; початковий дебіт газу – 250 тис. $\text{м}^3/\text{д}$; коефіцієнт проникності пласта в активній зоні – 0,5 мкм²; коефіцієнт проникності пласта у пасивній зоні – $0,1 \cdot 10^{-3}$; $0,5 \cdot 10^{-3}$; $1 \cdot 10^{-3}$; $5 \cdot 10^{-3}$; $10 \cdot 10^{-3}$; $15 \cdot 10^{-3}$ мкм².

У розрахунках для кожного року розробки родовища визначали накопичений видобуток газу, сумарну кількість газу, що перетік із пасивної зони в активну, дебіт (витрати) газу, що перетікає між зонами, поточні середні пластові тиски в активній і пасивній зонах, різницю поточних пластових тисків між зонами. За цими даними будували графічні залежності зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу з родовища для активної і пасивної зон і динаміки витрати газу, що перетікає між зонами, і різниці пластових тисків між зонами.

Результати виконаних досліджень свідчать про значний вплив взаємодії у газовому родовищі різнопроникних ділянок пласта на показники процесу видобування газу, зокрема на значення пластового тиску в різних частинах пласта, від якого залежать інші показники розробки родовища. На рис. 1 зображено залежності зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу з родовища



щодо для активної (1) і пасивної (2) зон за постійної проникності активної зони і різних проникностях пасивної зони. Прямая лінія на рис. 1 відповідає запасам газу в активній зоні в обсязі $30 \cdot 10^9 \text{ м}^3$. Згідно з результатами розрахунків, ступінь взаємодії між центральною високопроникною (активною) зоною з видобувними свердловинами і периферійною низькопроникною (пасивною) зоною, в якій видобувні свердловини відсутні, залежить від проникності пасивної зони. За значень проникності активної і пасивної зон у $0,5 \text{ мкм}^2$ та $0,1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ відповідно активна і пасивна зони майже не взаємодіють. Для активної зони залежність зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу з родовища практично збігається з прямою лінією, яка відповідає запасам газу в активній зоні, а для пасивної зони пластовий тиск у процесі розробки родовища мало змінюється – з початкового значення 36 до 31,67 МПа на момент припинення розробки родовища (31-й рік). При цьому з пасивної зони видобувається незначна кількість газу (рис. 1, а).

Зі збільшенням проникності пасивної зони і відповідно зі зменшенням різниці (співвідношення)

проникностей активної і пасивної зон залежність $\bar{P}_{пл}(t)/z(\bar{P}_{пл}) = f[Q_{мпл}(t)]$ для активної зони все більше відхиляється від прямої лінії і від осі накопиченого видобутку газу, а для пасивної зони інтенсивніше знижується в бік осі абсцис (див. рис. 1, б–ж). Так, на двадцятому році розробки родовища середній пластовий тиск у пасивній зоні за значення проникності $0,1 \cdot 10^{-3}$ мкм² становить 33,35 МПа, а за значення проникності $15 \cdot 10^{-3}$ мкм² – 8,46 МПа. На завершальній стадії розробки родовища спостерігається деяке виположування залежності зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу для активної зони, а для пасивної зони ця залежність стрімко наближається до осі абсцис.

Аналіз результатів виконаних досліджень свідчить про те, що розробка газових родовищ із різнопроникними ділянками характеризується їх нерівномірним дренаванням (виробленням) і перетіканням газу зі слабкодренованих низькопроникних у високопроникні ділянки. Взаємодія різнопроникних ділянок пласта з перетіканням газу між ними призводить до відхилення фактичної залежності зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу з родовища від теоретичної прямої лінії, характерної для газового режиму розробки газових родовищ із однорідними колекторами. Наведену залежність будують за значеннями середнього пластового тиску, який визначають за результатами вимірювання пластового тиску в окремих видобувних свердловинах, пробурених переважно на високопроникних ділянках пласта. При цьому не повністю враховується розподіл тиску у слабкодренованих низькопроникних ділянках пласта. Тому для родовищ із різнопроникними ділянками пласта залежність зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу з родовищ не можна безпосередньо використовувати для уточнення запасів газу в родовищі за методом зниження устьового тиску. Тут потрібно застосовувати інші підходи для уточнення запасів газу за промисловими даними про розробку родовищ.

За результатами виконаних досліджень установлені деякі закономірності процесу взаємодії у газовому родовищі різнопроникних ділянок пласта з перетіканням газу між ними.

Згідно з результатами розрахунків, у процесі розробки родовища різниця пластових тисків між низькопроникною слабкодренованою (пасивною) зоною, в якій видобувні свердловини відсутні, і високопроникною (активною) зоною з видобувними свердловинами поступово зростає в часі, досягає максимального значення і потім зменшується (рис. 2). Максимальне значення перепаду пластових тисків між зонами тим більше, чим менша проникність пасивної зони (більші значення різниці (співвідношення) проникностей високопроникної і низькопроникної зон).

Для розглянутих значень проникності пасивної зони досягаються такі значення максимального перепаду пластового тиску між зонами: $0,1 \cdot 10^{-3}$ мкм² – 32,47 МПа (21-й рік із початку розробки родовища); $0,5 \cdot 10^{-3}$ мкм² – 25,75 МПа (20-й рік); $1 \cdot 10^{-3}$ мкм² – 21,18 МПа (19-й рік); $5 \cdot 10^{-3}$ мкм² – 8,395 МПа (16-й рік); $10 \cdot 10^{-3}$ мкм² – 5,34 МПа (18-й рік); $15 \cdot 10^{-3}$ мкм² – 4,29 МПа (19-й рік). Отже, зі збільшенням проникності пасивної зони від $0,1 \cdot 10^{-3}$ до

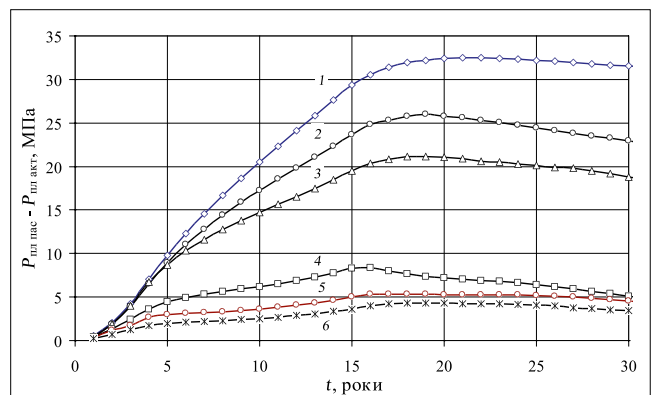


Рис. 2. Динаміки різниці середніх пластових тисків у пасивній і активній зонах родовищ для різних значень проникності пасивної зони: 1- $0,1 \cdot 10^{-3}$; 2- $0,5 \cdot 10^{-3}$; 3- $1 \cdot 10^{-3}$; 4- $5 \cdot 10^{-3}$; 5- $10 \cdot 10^{-3}$; 6- $15 \cdot 10^{-3}$ мкм²

$5 \cdot 10^{-3}$ мкм² максимум перепаду пластового тиску між зонами досягається раніше, а з подальшим збільшенням проникності пасивної зони – пізніше.

Дебіт (витрата) газу, який перетікає між зонами, поступово зростає в часі, досягає максимального значення і потім зменшується (рис. 3). Для розглянутих значень проникності пасивної зони отримано такі значення дебіту газу, що перетікає з пасивної зони в активну: $0,1 \cdot 10^{-3}$ мкм² – 0,99 м³/с (15-й рік із початку розробки родовища); $0,5 \cdot 10^{-3}$ мкм² – 3,81 м³/с (14-й рік); $1 \cdot 10^{-3}$ мкм² – 6,16 м³/с (12-й рік); $5 \cdot 10^{-3}$ мкм² – 12,04 м³/с (9-й рік); $10 \cdot 10^{-3}$ мкм² – 13,92 м³/с (7-й рік); $15 \cdot 10^{-3}$ мкм² – 14,46 м³/с (6-й рік). Отже, зі збільшенням проникності пасивної зони максимум дебіту газу, що перетікає з пасивної зони в активну, досягається раніше і зростає його абсолютне значення.

Наведені дані про перетікання газу із слабкодренованих низькопроникних ділянок (зон) у високопроникні ділянки (зони) розкривають механізм взаємодії різнопроникних ділянок. Вони свідчать про те, що у процесі розробки родовища низькопроникні ділянки (зони) пласта можуть недостатньо дренаватися, а отже, відбір газу з них буде незначним. Так, для значень проникностей активної зони 0,5 мкм² і пасивної зони $0,1 \cdot 10^{-3}$ мкм² тиск у пасивній зоні у процесі видобування газу з родовища знижується з 36 до 31,57 МПа (на 31-ому році із початку розробки родовища), а із па-

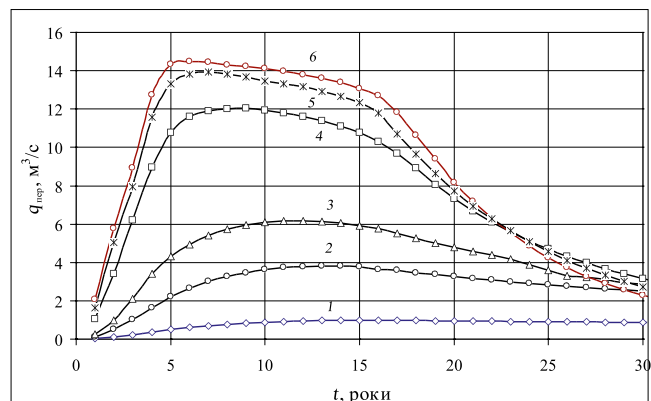


Рис. 3. Динаміки дебіту газу, що перетікає з низькопроникної (пасивної) зони у високопроникну (активну) зону, для різних значень проникності пасивної зони: 1- $0,1 \cdot 10^{-3}$; 2- $0,5 \cdot 10^{-3}$; 3- $1 \cdot 10^{-3}$; 4- $5 \cdot 10^{-3}$; 5- $10 \cdot 10^{-3}$; 6- $15 \cdot 10^{-3}$ мкм²

сивної зони видобувається тільки близько 13 % від початкових запасів газу в цій зоні (10 млрд м³). Вказані особливості видобування газу з родовищ з різнопроникними ділянками пласта необхідно враховувати під час проектування та аналізу їх розробки.

Висновки

Розробка газових родовищ із різнопроникними ділянками, характерними для реальних газонасних пластів, супроводжується нерівномірним зниженням пластового тиску в різних ділянках. Між ділянками створюється перепад тиску, за рахунок якого відбувається перетікання газу із слабопроникливих низькопроникливих ділянок із підвищеним пластовим тиском у високопроникливі ділянки з пониженим пластовим тиском. Взаємодія різнопроникливих ділянок пласта з перетіканням газу між ними впливає на показники розробки родовища, зокрема на значення середнього пластового тиску в зоні відбирання газу з видобувними свердловинами, від якого залежать інші характеристики процесу розробки родовища. За результатами теоретичних досліджень, для умов гіпотетичного кругового родовища із центральною високопроникною (активною) зоною з видобувними свердловинами і периферійною низькопроникною (пасивною) зоною, в якій видобувні свердловини відсутні, залежність зведеного пластового тиску від накопиченого видобутку газу з родовища відхиляється від теоретичної прямої лінії, характерної для газового режиму розробки газових родовищ із однорідними колекторами. Зі зменшенням проникності пасивної зони (збільшенням співвідношення проникностей активної і пасивної зон) наведена залежність все більше відхиляється від прямої лінії і від осі накопиченого видобутку газу, зростає перепад пластових тисків між пасивною і активною зонами і зменшується дебіт газу, який перетікає із пасивної зони в активну.

Результати виконаних досліджень, взаємодії у газовому родовищі різнопроникливих ділянок пласта з перетіканням газу між ними потрібно враховувати під час проектування та аналізу розробки газових родовищ, які містять різнопроникливі ділянки пласта, у т.ч. із початковим градієнтом тиску. В умовах внутрішньопластових перетікань газу між різнопроникливими ділянками фактичну залежність зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу неможливо безпосередньо використовувати для уточнення запасів газу в родовищі за методом зниження пластового тиску.

Список використаних джерел

1. **Закиров С.Н.** Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений: учебн. пособ. для вузов / С.Н. Закиров. – М.: Недра, 1980. – 334 с.
2. **Совершенствование** технологии разработки месторождений нефти и газа / Под ред. С.Н. Закирова. – М.: Грааль, 2000. – 643 с.
3. **Закиров С.Н.** Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа / С.Н. Закиров, И.С. Закиров, М.Н. Батанова [и др.]. – М., 2004. – Ч. 1. – 520 с.
4. **Закиров С.Н.** Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа / С.Н. Закиров, И.М. Индрупский, Э.С. Закиров [и др.]. – М.–Ижевск: Институт компьютерных технологий, 2004. – Ч. 2. – 484 с.

Розпочато будівництво першого в світі заводу з виробництва зрідженого біогазу

Будівництво розпочала фінська нафтова компанія Neste Оуї на базі свого нафтопереробного заводу в Роттердамі (Нідерланди), що працює на поновлюваній сировині. Це буде перше в світі підприємство з виробництва зрідженого біогазу, що дасть споживачам існуючого органічного палива можливість скоротити викиди діоксиду вуглецю в атмосферу без необхідності зміни наявних технологій використання газу. Зріджений біогаз може використовуватися для будь-якого обладнання, що працює зараз на звичайному ЗПГ. Він забезпечує споживачів енергією з натуральної сировини – більш чистого альтернативного високовуглецевого палива, від якого залежні ті райони, де немає доступу до інших джерел енергії, – пояснює керівництво однієї з найбільших у світі торгових компаній SHV Holdings. Саме ця голландська компанія буде ексклюзивним дистриб'ютором зрідженого біогазу, поставляючи 160 тис. тонн палива протягом чотирьох років. Річна виробнича потужність нового заводу становитиме 40 тис. тонн зрідженого біогазу, який буде реалізовуватися на європейському ринку.

Вартість проекту оцінюється в 60 млн євро. Завод почне виробництво зрідженого біогазу в кінці 2016 року. Зараз компанія SHV Energy проводить роботу для впровадження подібних проектів у Франції, Німеччині, країнах Бенілюксу, Скандинавії та Ірландії.

З матеріалами ukrpanda.com

Дослідження режимів роботи складної системи газопроводів у разі її недовантаження

© В.Б. Михалків

канд. техн. наук

ІФНТУНГ

УДК 622.692.4

На сьогодні недовантаження газотранспортної системи України становить 42,4 % і продовжує зростати. Процес падіння продуктивності газопроводу суттєво впливає на режими його роботи: зменшуються тиск і температура газу, проходить перерозподіл потоків газу в системі газопроводів, змінюється кількість працюючих газоперекачувальних агрегатів та компресорних станцій. Це призводить до нестаціонарності в роботі газотранспортної системи. Отже, виникає необхідність у дослідженні режимів роботи газотранспортної системи в період її недовантаження. За об'єкт досліджень вибрано західну ділянку газотранспортної системи України, через яку проходить 65 % газу, призначеного для експорту.

Ключові слова: газопровід, система, течія, нестаціонарність, математична модель.

В настоящее время недогрузка газотранспортной системы Украины составляет 42,4 % и продолжает увеличиваться. Процесс падения производительности газопровода существенно влияет на режимы его работы: уменьшаются давление и температура газа, проходит перераспределение потоков газа в системе газопроводов, изменяется количество работающих газоперекачивающих агрегатов и компрессорных станций. Это приводит к нестационарности в работе газотранспортной системы. Итак, возникает необходимость в исследовании режимов работы газотранспортной системы в период недогрузки. В качестве объекта исследований выбрано западный участок газотранспортной системы Украины, через которую проходит 65 % газа, предназначенного для экспорта.

Ключевые слова: газопровод, система, течение, нестационарность, математическая модель.

Currently, undercapacity of gas transportation system of Ukraine makes 42,4 % and continues to grow. Loss of pipeline performance significantly changes modes of its operation: changing the pressure and temperature of the gas, causing reallocation of gas flows in the pipelines system, changing the number of operating gas compressor units and compressor stations. These changes cause unsteady operation in the transmission system. Therefore, there is a need to study the modes of operation of the gas transportation system at the time of its undercapacity. Western section of the gas transportation system of Ukraine, through which transports 65% of the gas intended for export, was selected as the object of study.

Key words: pipeline system current, non-stationary, the mathematical model.

Газотранспортна система (ГТС) України – одна з найбільших у світі. Вона виконує дві основні функції: забезпечення природним газом внутрішніх споживачів, а також транзит природного газу через територію України до Західної та Центральної Європи. Газотранспортна система України має протяжність понад 36 тис. км. До її складу входять газопроводи діаметром до 1400 мм, міжниткові перемички, компресорні станції з різними типами приводів, запірні арматури тощо. Протяжність газопроводів діаметром понад 1020 мм становить 14 тис. км. Пропускна здатність газотранспортної системи на вході 288 млрд м³ на рік, а на виході 178,5 млрд м³ на рік, у тому числі у країни Європи 142,5 млрд м³ на рік. Проте якщо 2011 р. транзит газу територією України становив 104,2 млрд м³, що було нижче запланованого, то за 2013 р. до країн Європи він сягав лише 83,7 млрд м³, або 58,7 %. Тенденція зменшення транзиту газу територією України продовжилася й у 2014 р., об'єм транзиту газу скоротився ще на 27,8 % –

до 62,2 млрд м³ на рік, що становить 42,4 % від максимального завантаження. За квітень 2015 р. транзит газу становив 5,2 млрд м³. Отже, можна зробити висновок, що газотранспортна система України працює зі значним недовантаженням [1].

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень із питань розрахунку режимів роботи газопроводів

Під час аналізу та планування функціонування ГТС виникає завдання розрахунку режиму. Якщо газопровід представити у вигляді послідовності лінійних ділянок (ЛД) і компресорних станцій (КС), то завдання зводиться до послідовного розрахунку режимів цих технологічних об'єктів. Необхідність багаторазового розрахунку ЛД і КС виникає також для вирішення завдань оптимізації транспортування газу [2, 3]. Таким чином, газодинамічний розрахунок ЛД і КС є базовим практично для всіх видів режимно-технологічних роз-

рахунків, необхідність у яких виникає під час аналізу та планування режимів і розвитку ГТС. Удосконалення методів розрахунку цих технологічних об'єктів допоможе підвищити ефективність вирішення широкого кола завдань управління ГТС. Гідравлічний розрахунок інженерної мережі потребує розв'язання системи нелінійних рівнянь великої розмірності, а необхідність теплового розрахунку призводить до організації зовнішньої ітераційної процедури ув'язки температур, у зв'язку з чим весь розрахунковий цикл потребує значних витрат машинного часу, тому такий підхід може бути рекомендований лише для мереж надзвичайно складної структури. Однак на практиці, як правило, реалізується обмежений набір типів конфігурацій, що призвело до виникнення низки специфічних методів розрахунку ЛД. Метод «еквівалентування», наприклад, передбачає подання ЛД у вигляді послідовності елементарних ділянок (ЕД), кожна з яких має кілька паралельних простих газопроводів, причому відбори (притоки) газу зосереджені на кордонах ЕД. Кожна ЕД за певними правилами замінюється «еквівалентним» простим газопроводом, і розрахунок ЛД зводиться до послідовного їх розрахунку. Існують загальні моделі розрахунку мереж із активними елементами, які можуть бути використані і для розрахунку КС. Оскільки використання загальних «мережових» методів для розрахунку КС призводить до великих витрат машинного часу, вони не набули значного поширення. Також існують алгоритми, засновані на ітераційній процедурі ув'язки, але сходиність цих методів досить низька. Подальші дослідження щодо ефективних методів розрахунку ГТС привели до створення універсальної методики, що отримала назву «автоматизованої імітаційної моделі» [2]. Проте всі методи засновані на розв'язанні громіздких систем диференціальних рівнянь і не враховують завантаження газопроводу і перебігу газодинамічних процесів.

Дослідження перебігу нестационарних процесів для різного завантаження газопроводу

Для проведення досліджень вибрано західну частину газотранспортної системи, яка цілком відповідає конфігурації загальної системи. Загальна проектна продуктивність обраної ділянки ГТС становить 111 млрд м³ на рік [4]. Схему ділянки подано на рис. 1.

На ділянці можливе вимірювання технологічних параметрів на вході і виході кожної КС, а також параметри на вході і виході. Для вимірювання використовували штатні прилади газотранспортних підприємств. Основними параметрами, які вимірювали, прийнято тиск та витрату газу.

Компримування газу на компресорних станціях здійснюється відцентровими нагнітачами з приводом від газових турбін та електродвигунів. Необхідно зауважити, що електропривід має можливість регулювання обертів.

За характером протікання газотермодинамічних процесів у газопроводах їх можна поділити на стаціонарні, нестационарні і квазістаціонарні. Оскільки внаслідок турбулентності руху газу в потоці спостерігають-

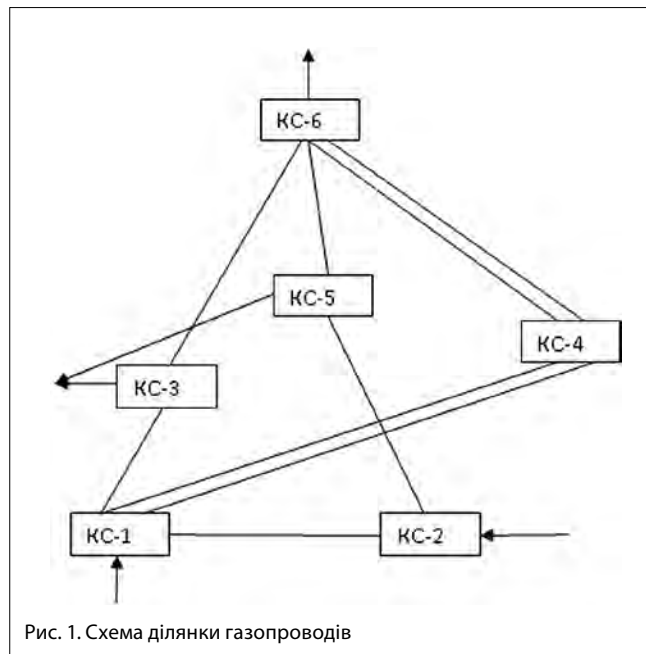


Рис. 1. Схема ділянки газопроводів

ся пульсації параметрів у часі, то з фізичної точки зору чисто стаціонарні процеси в газопроводах неможливі, мова може йти лише про квазістаціонарні процеси, математичний опис яких із певним ступенем вірогідності може бути здійснений на основі моделей стаціонарного руху газу.

Найбільш складно моделювати неізотермічні неусталені режими течії газу по трубопроводу.

Для опису функціонування складної газотранспортної системи передбачається використання агрегативного підходу до теорії складних систем [5]. Тому для кожного елемента мережі граничні умови при $x=0$ і $x=l$ потрібно задавати у вигляді рівнянь тиску та температури газу.

Для початкового та кінцевого елементів у мережі граничні умови відповідно при $X=0$, $X=L$ повинні задаватися у вигляді:

при $X=0$

$$T = f_1[\tau, 0] \quad P = f_2[\tau, 0], \quad (1)$$

при $X=L$

$$M = f_3[\tau, L]. \quad (2)$$

Функції f_i , $i=1 \dots 3$ визначають за допомогою методів прогнозування станів зовнішнього середовища на основі експериментальних даних [1] і задають у вигляді полінома певного степеня, який вибирають за необхідної точності.

Нестационарні процеси в газопроводі із використанням ізотермічної і неізотермічної моделей перекачування порівнювали між собою за критерієм нестационарності режиму руху [1]:

$$N = \frac{H\tau}{L^2}, \quad H = \frac{2C^2 d}{\xi W}, \quad (3)$$

де τ – тривалість перехідного процесу; L – зведена довжина газопроводу; H – параметр режиму; C – швидкість поширення малих збурень у газі, $C^2 = kR\bar{T}$; $\bar{T}$ – середня температура газу початкового та кінцевого стаціонарних процесів, яка визначається як середнє арифметичне середніх стаціонарних температур цих процесів

$\bar{T}=0,5(T_1+T_2)$; T_1, T_2 – середні по довжині стаціонарні температури початкового та кінцевого стаціонарних процесів; $k=C_p/C_v$ – показник адіабати; ξ – інтегральний коефіцієнт гідравлічного опору газопроводу діаметром d ; W – середня середньоінтегральна лінійна швидкість газу для початкового та кінцевого стаціонарних процесів, визначена як середнє арифметичне середніх швидкостей W_1 і W_2 відповідно початкового та кінцевого стаціонарних процесів, $W=0,5(W_1+W_2)$.

Швидкості W_1 і W_2 визначили за середніх стаціонарних значень тисків і температур для кожного з процесів:

$$W_{1,2} = \frac{M_{1,2} P_0 T_{\text{ср}1,2}}{F P_{\text{ср}1,2} T_0 \rho_0}, \quad (4)$$

де F – площа перерізу трубопроводу; P_0, T_0 – стандартні умови; ρ_0 – густина газу в стандартних умовах; $M_{1,2}$ – масова витрата для початкового (кінцевого) стаціонарного процесу.

Для розрахунку неусталеного неізотермічного режиму транспортування газу по трубопровідних системах необхідно спочатку визначити початкові розподіли температур, тиску, густини і масової витрати, у зв'язку з чим потрібно розв'язати відповідну стаціонарну задачу на основі середньоінтегральних значень вказаних величин. Нестационарний процес перекачування газу по трубопроводу описується системою диференціальних рівнянь:

руху

$$F \frac{\partial P}{\partial x} + W \xi \frac{M}{2D} + \rho g F \frac{\partial z}{\partial x} = 0; \quad (5)$$

нерозривності

$$M = \rho W F; \quad (6)$$

енергії

$$W \frac{\partial T}{\partial x} \left(T_p \frac{\partial C_p}{\partial T} + \rho C_p \right) = \lambda \frac{\partial^2 T}{\partial x^2} + \frac{\partial \lambda}{\partial T} \left(\frac{\partial T}{\partial x} \right)^2 + \frac{\partial \lambda}{\partial P} \cdot \frac{\partial T}{\partial x} \cdot \frac{\partial P}{\partial x} + \frac{U \alpha_1}{F} (T_{\text{ст}} - T) + \rho g W \frac{dz}{dx}.$$

Окрім того, для стінки трубопроводу та ґрунту двомірні рівняння теплопровідності мають вигляд

$$\frac{\partial^2 T_{\text{ст}}}{\partial x^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T_{\text{ст}}}{\partial r} + \frac{\partial^2 T_{\text{ст}}}{\partial r^2} = 0. \quad (7)$$

$$\frac{\partial^2 T_{\text{гр}}}{\partial x^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial T_{\text{гр}}}{\partial r} + \frac{\partial^2 T_{\text{гр}}}{\partial r^2} = 0. \quad (8)$$

Система (7)...(8) доповнюється такими граничними умовами:

- на межі $x=0$ (на початку трубопроводу) задають середньоінтегральні значення температури і тиску, за якими із рівняння стану знаходять значення густини газу;
- на межі $x=L$ (у кінці трубопроводу) задають середньоінтегральне значення масової витрати;
- на межі стінка–газ ($r=R$), стінка–ґрунт ($R_{\text{в}}=r$) задають такі ж граничні умови, як і для нестационарного випадку;

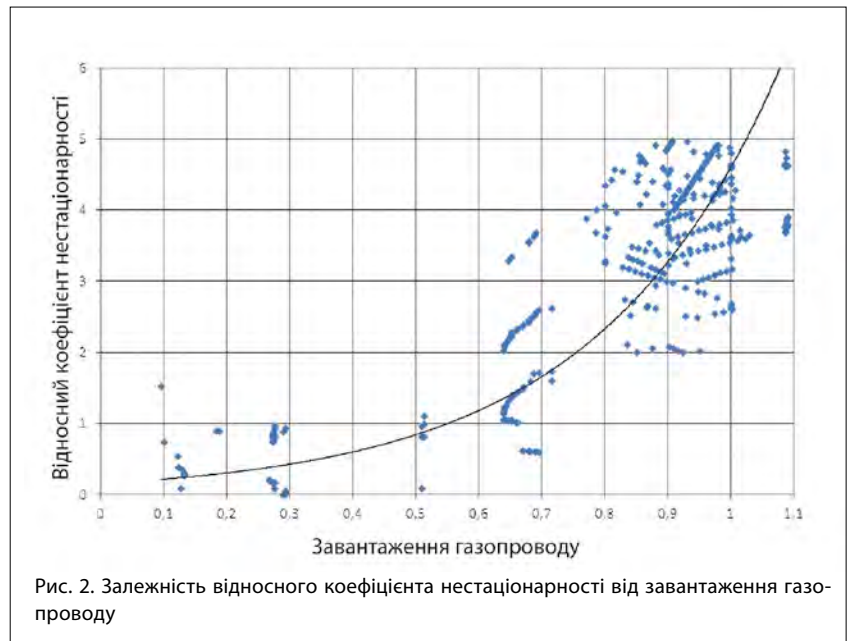


Рис. 2. Залежність відносного коефіцієнта нестационарності від завантаження газопроводу

- на межі $r=R_{\text{в}}+R_{\text{гр}}$ задають граничну умову, причому для стаціонарного випадку значення $\bar{T}_{\text{гр}}^R$ виражається через невідому температуру стінки на межі стінка–ґрунт.

Вивчення перехідних процесів у газопроводах із пересіченим профілем траси здійснювали шляхом аналізу чисельних розв'язків математичної моделі газодинамічних процесів, які описуються системою рівнянь (11)–(13).

Розрахунки проводили за різних значень параметрів перекачування. Нестационарні процеси в газопроводі за різних об'ємів перекачування зіставлені між собою за критерієм нестационарності режиму руху [4].

Аналіз результатів показав, що граничну межу, при якій у моделі процесу необхідно проводити розрахунок із урахуванням нестационарності, можна задати критерієм нестационарності $N_{\text{гр}}=3,5$ [2]. Якщо для заданого процесу $N \leq N_{\text{гр}}$, то нестационарності процесу можна не враховувати.

Для досліджень вибирали дані з експлуатації системи газопроводів протягом 1986–2015 рр.. зі зміною ступеня завантаження системи газопроводів від 1,08 у 1988 р. до 0,1 січні у 2008 р., коли транзит газу територією України припинявся повністю. Результати досліджень подано на рис. 2.

Для наглядності введено поняття відносного коефіцієнта нестационарності $N_{\text{в}}=N/N_{\text{гр}}$. Тоді відносний граничний коефіцієнт нестационарності рівний 1. У нашому випадку граничному коефіцієнту нестационарності відповідає завантаження 0,55. Отже, у разі завантаження газопроводу менше 0,55 нестационарності течії газу можна не враховувати, що значно спрощує розрахунки режимів роботи.

Висновок

Під час проведення тривалого промислового експерименту на західній ділянці газотранспортної системи України встановлено взаємозв'язок між перебігом нестационарних процесів та завантаженням газопроводу. Зі зростанням завантаження нестационарності

нарність руху газу збільшується, причому залежність є ступеневою. Граничним завантаженням, при якому нестационарність руху газу можна не враховувати, є 0,55. Зі збільшенням завантаження вище граничного розрахунок режимів роботи газопроводу необхідно

вести з урахуванням нестационарності течії газу. Але за наявного ступеня завантаження системи газопроводів у 0,424 нестационарність течії газу можна не враховувати, що значно спрощує розрахунки режимів роботи.

Список використаних джерел

1. **Міністерство** енергетики та вугільної промисловості України. Статистична інформація [Електронний ресурс]. – Режим доступу до ресурсу: <http://mpe.kmu.gov.ua/> (21.04.15). – Назва з екрану.
2. **Режими** газотранспортних систем / Є.І. Яковлев, О.С. Казак, В.Б. Михалків, Д.Ф. Тимків, В.Я. Грудз. – Львів: Світ, 1992. – 170 с.
3. **Трубопровідний** транспорт газу / М.П. Ковалко, В.Я. Грудз, В.Б. Михалків [та ін.]. – К.: АренаЕКО, 2002. – 600 с.
4. **Газотранспортна** система України [Електронний ресурс]. Режим доступу до ресурсу: http://uk.wikipedia.org/wiki/Газотранспортна_система_України (24.11.14). – Назва з екрану.
5. **Растрингін Л.А.** Введение в идентификацию объектов управления / Л.А. Растрингін, Н.Е. Маджаров. – М.: Энергия, 1977. – 216 с., ил.

Зростання потужностей зі зрідження газу в світі

За інформацією Національного банку Катару, зараз у світі в царині зрідження природного газу реалізується 16 великих проектів, що дасть можливість збільшити загальну річну потужність заводів зі зрідження газу на 12 млн т уже в 2016 р. і на 33 млн т у 2017 р. Найбільший внесок у нарощування потужностей зроблять Австралія та США. В Австралії в поточному столітті відкрито нові великі газові родовища, а тому галузь очікує на великі інвестиції. Тільки в проекти ЗПГ сумарною річною потужністю 60 млн т, які знаходяться на стадії будівництва, асигновано 180 млрд дол. США. У Сполучених Штатах Америки зараз будують заводи зі зрідження газу потужністю 50 млн т на рік, поштовхом до цього стала так звана сланцева революція, яка перетворює країну з імпортера природного газу в потенційного експортера. Отже, ряд заводів, запроектованих для регазифікації імпортованого ЗПГ, конвертують у заводи зі зрідження газу для його експорту. Очікується нарощування додаткових потужностей також у Малайзії (4,8 млн т у 2015–2016 рр.) та Росії (16,5 млн т у 2017–2019 рр.).

Разом із тим мають місце певні проблеми на щойно збудованих заводах. Так, зі значними затримками в 2015 р. споруджено новий завод в Австралії продуктивністю 8,5 млн т на рік, а потужності завершених у 2014 р. нових установок в Алжирі (4,7 млн т) використовуються тільки на 50 % через брак сировини. Нові установки, побудовані в Новій Гвінеї в 2014 р., почали давати продукцію лише в 2015 р.

На доповнення до проектів, які вже реалізуються, існує ряд проектів, що знаходяться на стадії вивчення, включаючи як запропоновані проекти сумарною річною потужністю 600 млн т, так і ті, що знаходяться на початковій стадії проектування (260 млн т).

Разом із тим реалізація частини проектів залежатиме від ситуації на ринку нафти і газу. По-перше, вони будуть прибутковими за ціни 70–80 дол США за

барель нафти. По-друге, очікується, що основним споживачем ЗПГ буде Китай, але зниження темпів розвитку країни може призвести до перегляду перспективних потреб в енергії. По-третє, вартість будівництва заводів ЗПГ у 2007–2013 рр. зросла більш ніж удвічі порівняно з 2000–2006 рр., в основному, через підвищення вартості робочої сили в США. По-четверте, велика кількість нових потужностей, які зараз знаходяться на стадії реалізації, можуть перенаситити ринок, принаймні до 2020 р., що негативно вплине на рішення будівництва нових заводів. Частина компаній вже відмовилася від нових проектів. Так, наприклад, зробила компанія Royal Dutch Shell відносно нового проекту в Австралії. Тому найближчим часом очікується менше нових проектів ЗПГ, ніж було заявлено. Оскільки заводи ЗПГ будуються протягом 4–6 років, перенесення строків нового будівництва на 1–2 роки може призвести до більш напруженого ринку ЗПГ на початку 2020-их років.

<http://www.lngworldnews.com/qnb-increase-in-lng-capacity-to-cause-supply-glut-by>

Відкриття великого газового родовища на шельфі Єгипту

За повідомленням італійської компанії ENI, на глибоководній площі Zohr, що в Середземному морі, відкрито нове гігантське газове родовище. Воно знаходиться в межах морської економічної зони Єгипту на глибині моря 1450 м у блоці Shorouk. Родовище займає площу близько 100 км², запаси газу можуть становити 840 млрд м³, воно – найбільше серед відкритих в Єгипті та Середземному морі загалом. Свердловина Zohr 1X NFW, пробурена на глибину 4131 м, відкрила нафтогазоносні породи міоцену потужністю 630 м із прекрасними колекторськими властивостями. Компанія ENI через свою дочірню компанію IEOC Production володіє 100-відсотковими правами на розвідання згаданого блоку та є оператором концесії.

<http://www.lngworldnews.com/eni-discovers-huge-gas-field-off-egypt>

Новий метод відображення властивостей нафтових бітумів залежно від їх групового складу

© Ю.Я. Хлібишин

канд. техн. наук

І.В. Фридер

канд. техн. наук

О.Б. Гринишин

д-р техн. наук

І.Я. Почапська

канд. техн. наук

Національний

університет

«Львівська політехніка»

УДК 665.637.8

Розроблено новий вид трикутних діаграм залежності властивостей нафтових бітумів від їх групового складу. Запропоновано використовувати ці трикутні діаграми для оптимізації процесів бітумного виробництва з метою моделювання групового складу бітумів, а також їх одержання з наперед заданими властивостями.

Ключові слова: бітум, груповий склад, асфальтени, смоли, оливи, трикутна діаграма.

Разработан новый вид треугольных диаграмм зависимости свойств нефтяных битумов от их группового состава. Предложено разработанные треугольные диаграммы использовать для оптимизации процессов битумного производства с целью моделирования группового состава битумов, а также их получения с заранее заданными свойствами.

Ключевые слова: битум, групповой состав, асфальтены, смолы, масла, треугольная диаграмма.

New type of triangular diagrams of dependence of oil bitumen properties on their group composition was developed. It was suggested to use these triangular diagrams to optimize the process of production of bitumen with the purpose of modelling group composition of bitumen. Also, it was suggested to use these diagrams in order to produce bitumen with pre-set properties.

Key words: bitumen, group composition, asphaltenes, resins, oils, triangular diagram.

Елементний склад бітуму практично не дає уявлення про можливі хімічні сполуки, що входять до його складу. Тому прийнято визначати груповий хімічний склад бітуму. Розділення бітуму на окремі групи сполук проводять залежно від їх розчинної здатності у різних розчинниках або різної здатності сорбуватися на адсорбентах. За методом Маркуссона бітуми поділяють на оливи, смоли та асфальтени, а іноді виокремлюють і асфальтогенові кислоти, карбени та карбоїди [1].

Оливи, що складаються із суміші парафінових, нафтоєнових, моно-, бі- і поліциклічних ароматичних вуглеводнів, характеризують дисперсне середовище бітуму. Оливи надають бітуму рухливості, текучості, знижують температуру розм'якшення і температуру крихкості [1]. Смоли – це конденсовані циклічні системи, до складу яких входять ароматичні, циклопарафінові і гетероциклічні сполуки. Смоли є розчинниками (пластифікаторами) і стабілізаторами асфальтенів, а також основною сировиною для їх утворення під час окиснення гудрону. Вони є носіями пластичності та розтяжності бітумів [2, 3]. Асфальтени розглядають як продукт ущільнення смол. Вони є твердими, неплавкими, крихкими речовинами чорного або бурого кольору, а їх вміст визначає температурну стійкість, в'язкість і твердість (крихкість) бітумів. Асфальтени і смоли є основними структуроутворюючими компонентами бітумів [1–3].

Бітуми є складною колоїдною системою. Це колоїдний розчин асфальтенів і асоційованих із ними високомолекулярних смол у середовищі олив і низькомолекулярних смол. Асфальтени залежно від кількісного

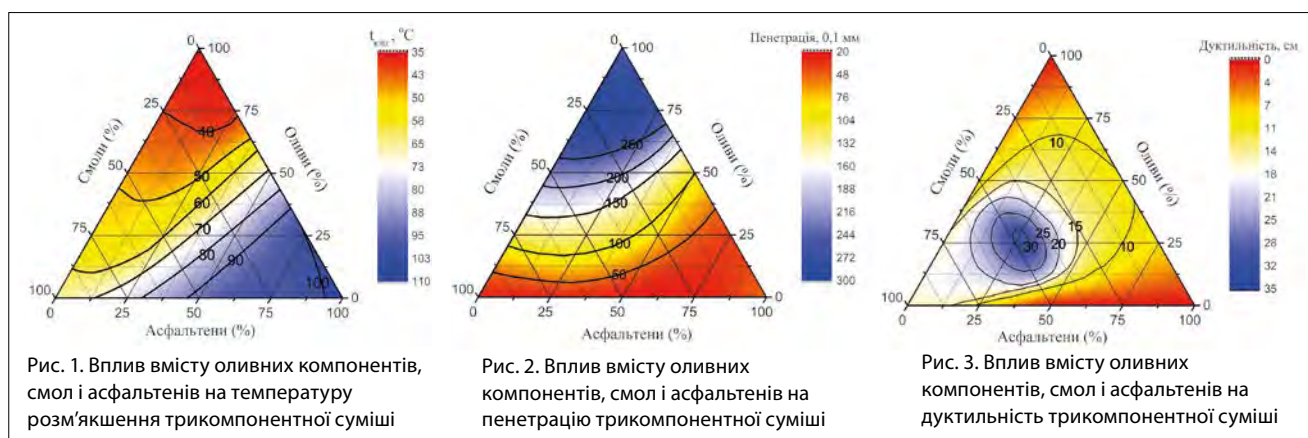
відношення зі смолами та оливами можуть утворювати або жорсткий каркас, або окремі міцели, що адсорбують і утримують смоли. Смоли надають бітуму цементувальні, зв'язувальні властивості й еластичність. Оливи можна розглядати як розбавлювач, у якому розчиняються смоли і набухають асфальтени [4].

Властивості бітумів залежать від їх групового складу. Змінюючи співвідношення груп компонентів у бітумі, можна впливати на його властивості. Тому для одержання товарних бітумів має бути досягнуто оптимальне співвідношення асфальтенів, смол та олив в суміші [5]. Не дивлячись на те, що питання впливу групового складу бітумів на їх експлуатаційні властивості вивчене достатньо глибоко [6–7], сьогодні не існує загальноприйнятої зручної форми представлення результатів таких досліджень. Тому метою роботи було саме створення зручної графічної форми залежності властивостей бітумів від їх групового складу.

З точки зору групового складу бітум відрізняється від вихідної сировини (гудрону) співвідношенням вмісту асфальтенів, смол та олив. Саме тому як вихідну сировину для вивчення впливу групового складу бітуму на його експлуатаційні властивості використовували не товарний бітум, а гудрон суміші західноукраїнських парафіністих нафт із такими показниками:

- температура розм'якшення за «кільцем та кулею» – 42 °С;
- дуктильність при 25 °С – 13 см;
- пенетрація при 25 °С – 245×0,1 мм.

Методом екстракції з цього гудрону було виділено



окремі групи компонентів: оливи, смоли та асфальтени [8]. Характеристику груп компонентів, виділених із досліджуваного гудрону, наведено в табл.

Таблиця

Характеристика груп компонентів, виділених із гудрону суміші західноукраїнських парафінистих нафт

Показник	Оливні компоненти	Смоли	Асфальтени
Температура розм'якшення за «кільцем та кулею», °С	33	62	122
Дуктильність при 25 °С, см	—	18	0
Пенетрація при 25 °С, 0,1 мм	>300	25	3

Для встановлення взаємного впливу груп компонентів, що входять до складу гудрону, на властивості суміші вивчали характеристики трикомпонентних сумішей, утворених змішуванням олив, смол і асфальтенів у різних співвідношеннях. Для одержаних сумішей визначали температуру розм'якшення, пенетрацію і дуктильність, використовуючи стандартні методики.

Вивчення залежності температури розм'якшення трикомпонентної суміші від її складу (рис. 1) продемонструвало взаємний вплив компонентів. Показано, що зі збільшенням вмісту смол і асфальтенів у суміші температура розм'якшення підвищується. При цьому простежується чітка залежність між температурами розм'якшення окремих компонентів (табл.) та суміші залежно від її складу.

Вплив складу трикомпонентної суміші на її пенетрацію зображено на рис. 2. Установлено, що збільшення вмісту асфальтенів та смол у суміші спричиняє пониження її пенетрації. Причому, на відміну від попереднього випадку (див. рис. 1), коли вплив асфальтенів на температуру розм'якшення був набагато більшим, ніж смол, вплив смол і асфальтенів на пенетрацію співрозмірний. Як і в попередньому випадку, спостерігається кореляція між пенетрацією окремих компонентів і пенетрацією суміші. Тобто і температура розм'якшення, і пенетрація є показниками адитивними або наближеними до адитивних. Вивчаючи діаграми (рис. 1 та 2), бачимо, що одержання суміші з певними властивостями можна забезпечити, створюючи трикомпонентні суміші різного складу. Тобто не існує єдиного оптимального складу суміші, а вміст компонентів може змінюватися у певних межах.

Вплив складу трикомпонентної суміші на її дуктильність (рис. 3) різко відрізняється від двох попередніх випадків. Установлено, що дуктильність суміші не підпадає під правило адитивності, тобто з трьох компонентів (оливи, смоли і асфальтени) можна створити суміш, дуктильність якої є значно більшою, ніж дуктильність кожного з компонентів. Очевидно, це пов'язано з взаємним впливом компонентів на когезійні властивості суміші. У всякому разі можна стверджувати, що з точки зору дуктильності існує строго обмежена область оптимального складу суміші, яка в свою чергу залежить від властивостей окремих компонентів і є індивідуальною для різних типів сировини.

Розроблені діаграми властивостей трикомпонентних сумішей справедливі лише для гудрону, одержаного із суміші західноукраїнських парафінистих нафт. Із їх допомогою можна простежити, як саме потрібно змінювати склад суміші для одержання бітуму з певними властивостями. Для інших типів сировини діаграми будуть відрізнятися. Для їх побудови потрібно досліджуваний гудрон розділити на групи компонентів та провести дослідження залежності властивостей трикомпонентних сумішей від їх складу.

Для математичного опису отриманих залежностей було використано кореляційно-регресійний аналіз [9]. Рівняння регресії залежності температури розм'якшення, пенетрації та дуктильності від складу суміші (асфальтенів, олив та смол) мають вигляд:

• для температури розм'якшення:

$$y_1 = 0,957x_1 + 0,422x_2 + 0,646x_3 + 5,14 \times 10^{-4}x_1x_2 + 5,43 \times 10^{-3}x_1x_3 - 2,06 \times 10^{-3}x_2x_3 + 1,90 \times 10^{-4}x_1x_2(x_1 - x_2) + 7,91 \times 10^{-5}x_1x_3(x_1 - x_3) + 2,49 \times 10^{-6}x_2x_3(x_2 - x_3) - 2,59 \times 10^{-4}x_1x_2x_3;$$

• для пенетрації:

$$y_2 = 0,334x_1 + 7,148x_2 - 0,061x_3 - 0,110x_1x_2 - 5,32 \times 10^{-3}x_1x_3 - 5,20 \times 10^{-2}x_2x_3 + 2,97 \times 10^{-4}x_1x_2(x_1 - x_2) - 2,34 \times 10^{-4}x_1x_3(x_1 - x_3) - 4,15 \times 10^{-4}x_2x_3(x_2 - x_3) + 1,94 \times 10^{-3}x_1x_2x_3;$$

• для дуктильності:

$$y_3 = -0,109x_1 + 0,412x_2 - 0,112x_3 - 2,85 \times 10^{-3}x_1x_2 + 4,32 \times 10^{-3}x_1x_3 - 2,81 \times 10^{-4}x_2x_3 + 1,29 \times 10^{-4}x_1x_2(x_1 - x_2) - 1,43 \times 10^{-4}x_1x_3(x_1 - x_3) - 1,76 \times 10^{-4}x_2x_3(x_2 - x_3) + 4,73 \times 10^{-4}x_1x_2x_3,$$

де x_1 – вміст у бітумі асфальтенів, % мас., x_2 – вміст у бітумі олив, % мас., x_3 – вміст у бітумі смол, % мас.

Отримані рівняння регресії дають можливість розрахувати температуру розм'якшення, пенетрацію та дуктильність бітуму, одержаного з залишку переробки західноукраїнських нафт, виходячи з вмісту в ньому асфальтенів, олив та смол.

Висновки

Розроблено новий метод графічного відображення експлуатаційних властивостей бітумів від їх групового складу. Встановлено, що дуктильність трикомпонентної модельної суміші оливи–смоли–асфальтени, на відміну від пенетрації і температури розм'якшення, не підпадає під правило адитивності.

Розроблені трикутні діаграми є індивідуальними для кожного типу сировини і можуть у подальшому використовуватися для моделювання процесів промислового одержання бітумів методом підбору їх оптимального групового складу.

Список використаних джерел

1. **Гун Р.Б.** Нефтяные битумы / Р.Б. Гун. – М.: Химия, 1973. – 432 с.
2. **Сергиенко С.Р.** Высокомолекулярные неуглеводородные соединения нефти / С.Р. Сергиенко, Б.А. Таимова, Е.И. Талалаев. – М.: Наука, 1979. – 269 с.
3. **Галдина В.Д.** Модифицированные битумы: учебное пособие / В.Д. Галдина. – Омск, 2009. – 228 с.
4. **Рябов В.Д.** Химия нефти и газа / В.Д. Рябов. – М.: ИД «Форум», 2009. – 336 с.
5. **Грудников И.Б.** Производство нефтяных битумов / И.Б. Грудников. – М.: Химия, 1983. – 192 с.
6. **Вайнбендер В.Р.** Требования к гудронам для производства дорожных битумов / В.Р. Вайнбендер, В.Т. Ливенцев // Химия и технология топлив масел. – 2003. – № 4. – С. 45–47.
7. **Белоконь Н.Ю.** Исследование влияния группового состава гудронов на качество промышленных окисленных битумов / Н.Ю. Белоконь, В.Г. Компанеев, И.В. Колпаков // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2001. – № 1. – С. 19–23.
8. **Исагулянц В.И.** Химия нефти / В.И. Исагулянц, Г.М. Егорова. – М.: Химия, 1965. – 517 с.
9. **Пінчук С.Й.** Організація експерименту при моделюванні та оптимізації технічних систем: навчальний посібник / С.Й. Пінчук. – Дніпропетровськ : Дніпро-VAL, 2009. – 289 с.

П'ять країн, які довели: світ не потребує нафти, газу та вугілля

Коста-Ріка

З початку 2015 року ця країна на 100 % використовує тільки «зелену» енергію. Щоб відмовитися від видобувних видів палива, в країні збудовано гідроелектростанції, вітряки та установки для використання сонячної енергії. До альтернативних джерел енергії відносять також геотермальні джерела, а для виробництва автомобільного палива використовують біомасу.

Данія

Данія є лідером за часткою використання в паливному балансі вітрової енергії. 40 % від усієї спожитої населенням Данії енергії – енергія, генерована вітряками. У перспективі до 2020 року планують довести цей показник до 50, а до 2050 року – до 100 %.

Шотландія

У 2014 році в Шотландії з поновлюваних джерел енергії було вироблено 1300 МВт*год електричної енергії. Улітку такі міста, як Абердин, Единбург, Глазго та Інвернес, на 100 % забезпечують себе за рахунок сонячної та вітрової енергії.

Швеція

У Швеції народилися і продовжують розвиватися технології використання біомаси як альтернативи видобувному паливу.

Фінляндія

Вітрова енергія популярна і в цій північній країні. У 2012 році Фінляндія виробила із поновлюваних джерел 34,3 % усієї спожитої енергії. До 2020 року очікується зростання цього показника до 40 %.

За матеріалами <http://ridna.ua>

Кабінет Міністрів України постановою від 5 грудня 2015 р. № 1002 «Деякі питання вдосконалення корпоративного управління публічного акціонерного товариства «Національна акціонерна компанія «Нафтогаз України» передав управління 100 % акцій Національної акціонерної «Нафтогаз України», що належать державі, від Міністерства енергетики та вугільної промисловості до Міністерства економічного розвитку та торгівлі. Цю постанову оприлюднено в газеті «Урядовий кур'єр».

Постановою затверджено статут Нафтогазу, положення про наглядову раду компанії, положення

про правління. Ці ж документи затверджено також у редакції, що діятиме з 1 квітня 2017 року.

Урядова постанова забороняє втручання та перешкоджання господарській діяльності компанії з боку органів державної влади, політичних партій та громадських організацій, їх посадових та службових осіб.

Склад наглядової ради компанії визначено у кількості п'яти осіб, три з яких мають відповідати критеріям незалежності, визначеним законодавством.

Газета «Урядовий кур'єр»
від 8 грудня 2015 року, № 229

Особливості застосування газодинамічної теорії подібності в процесі калібрування та повірки лічильників природного газу

© **М.П. Андрішин**
канд. техн. наук
О.М. Чернишенко
А.В. Едель
Метрологічний
центр,
Національна
акціонерна компанія
«Нафтогаз України»

Розглянуто проблеми підвищення точності калібрування та повірки лічильників природного газу, проаналізовано міжнародний досвід та документальну базу. Запропоновано критерії оцінки коректності процедури калібрування лічильників великого діаметра групою еталонних лічильників меншого діаметра на основі теорії газодинамічної подібності. Також представлено результати розрахунків числа Рейнольдса для різних робочих середовищ, що підкреслюють важливість застосування критеріїв подібності під час калібрування та повірки лічильників природного газу.

Ключові слова: газодинамічна теорія подібності, число Рейнольдса, лічильник природного газу, повірка, калібрування.

УДК 006.91:681.121.089

Рассмотрены проблемы повышения точности калибровки и поверки счетчиков природного газа, проанализированы международный опыт и документальная база. Предложены критерии оценки корректности процедуры калибровки счетчиков большего диаметра группой эталонных счетчиков меньшего диаметра на основе теории газодинамического подобия. Также представлены результаты расчетов числа Рейнольдса для различных рабочих сред, которые подчеркивают важность применения критериев подобия при калибровке и поверке счетчиков природного газа.

Ключевые слова: газодинамическая теория подобия, число Рейнольдса, счетчик природного газа, поверка, калибровка.

The problem of increasing the calibration accuracy of natural gas flow meters was considered as well as the analysis of international experience and documentary base was done. A correctness evaluation criterion was proposed for calibration procedure of large diameter meters by group of standard meters with smaller diameters based on the theory of gas-dynamic similarity. Presented results of Reynolds number calculation for different working environment emphasize the importance of use of similarity criteria for natural gas meters calibration and/or testing.

Key words: theory of gas-dynamic similarity, Reynolds number, natural gas flowmeter, test, calibration.

Технічна можливість калібрування та повірки засобів вимірювальної техніки в умовах, що максимально наближені до експлуатаційних, існує не завжди. Тому виникає потреба вибору між доступними альтернативами і плануванням проведення калібрування і повірки із пристосуванням до конкретних умов. Одним із варіантів вирішення поставленого завдання в процесі калібрування та повірки засобів вимірювальної техніки є застосування теорії подібності газодинамічних процесів, що мають місце в проточній частині лічильника газу, враховуючи при цьому його конструктивні особливості, геометричні розміри та фізичні параметри плинного середовища.

Під час проведення калібрування лічильників великого діаметра часто доводиться звіряти його покази з показами двох чи більше еталонних лічильників меншого діаметра. При цьому для отримання результатів калібрування користуються умовою рівності сумарної об'ємної витрати еталонних лічильників та робочого засобу вимірювання, що калібрується. Таке припущення є помилковим для реального газового середовища [1]. Тому для

отримання коректних результатів необхідно користуватися умовою рівності не об'ємної, а масової витрати та основами теорії подібності, що визначаються чотирма моментами [2]:

- геометричною подібністю, тобто подібністю поверхонь взаємодії між моделями, що розглядаються, та середовищем;
- фізичною подібністю середовища, тобто подібністю полів та фізичних констант;
- подібністю граничних умов, що визначаються подібністю початкових та граничних умов;
- рівністю визначальних критеріїв.

Для турбінних лічильників, які широко використовують у процесі обліку природного газу, під час визначення критеріїв подібності центральне місце посідає характеристика режиму течії безпосередньо на профілі турбіни, яка є чутливим елементом лічильника.

Збереження подібності передбачає рівність не тільки відносних однойменних фізичних величин в обох потоках, але й будь-яких безрозмірних комплексів, складених на їх основі.

Під час проведення аналізу розмірностей, а також для визначення динамічної подібності між різними експериментальними випадками руху потоку у задачах гідродинаміки використовують число Рейнольдса.

Число Рейнольдса – безрозмірне число, яке залежить від швидкості потоку газу, характерного лінійного розміру та властивостей газу [4]. Для газу з густиною ρ і динамічною в'язкістю μ , що протікає через поперечний переріз діаметром D зі швидкістю v , число Рейнольдса Re визначаємо таким чином:

$$Re = \frac{\rho v D}{\mu} \quad (1)$$

Концепція динамічної подібності визначає, що за умови рівних чисел Рейнольдса потоків тіло в них піддаватиметься аналогічним впливам середовища. У випадку з турбінним лічильником мова йде про однакову швидкість обертання турбіни в потоці.

Для розрахунків як лінійний розмір для лічильників газу було прийнято гідравлічний діаметр D_r проточної частини лічильника [1], який визначаємо за формулою:

$$D_r = \frac{4 \cdot S_{3M}}{P_{3M}} \quad (2)$$

де S_{3M} – площа поперечного перерізу потоку в проточній частині лічильника; P_{3M} – змочений периметр проточної частини лічильника.

Для визначення числа Рейнольдса на чутливому елементі турбінного лічильника акцент у дослідженні робили саме на перерізі турбіни.

Відповідно до рівняння нерозривності потоку масова витрата за усталеного режиму руху плинного середовища є сталою величиною [1, 3]:

$$G = G_1 + G_2 + \dots + G_i \quad (3)$$

де G – масова витрата плинного середовища через робочий засіб вимірювання; G_i – масова витрата плинного середовища через i -тий еталонний лічильник; $i=1, 2, \dots, n$ – кількість еталонних ліній, що задіяні в процесі калібрування робочого засобу вимірювальної техніки.

Беручи до уваги, що

$$G = \rho Q \quad (4)$$

а

$$Q = \frac{Re \mu S_{3M}}{v D_r} \quad (5)$$

із (3) отримаємо рівність:

$$\frac{\mu}{4} Re P_{3M} = \frac{\mu}{4} \cdot Re_1 P_{3M1} + \frac{\mu}{4} Re_2 P_{3M2} + \dots + \frac{\mu}{4} Re_i P_{3Mi} \quad (6)$$

Приймаємо, що калібрування відбувається з використанням одного і того ж середовища з однаковими параметрами температури і тиску, отже, обидві сторони рівності (6) можна скоротити на величину константи $\mu/4$. Отримаємо вираз:

$$Re P_{3M} = \sum_{i=1}^n Re_i P_{3Mi} \quad (7)$$

Вираз (7) є базовим і описує умову коректної процедури калібрування робочих лічильників, які відзняються від еталонних за типорозміром.

Для апробації цього виразу на конкретному прикладі було виконано розрахунки залежності параметра $(Re \cdot P_{3M})$ від витрати, заданої відповідно до паспортних даних різних моделей турбінних та ультразвукових лічильників. Розрахунки проводили для природного газу як робочого середовища калібрування при тиску 1 атм та температурі 0°C. Геометричні розміри знято безпосередньо з турбінних лічильників DN 400 G6500, двох лічильників різних виробників DN 200 – G1000 та G1600, а також ультразвукових лічильників типорозмірами DN 400 та DN 200. Прийнято, що еталонні лічильники DN 200 та лічильник DN 400, який повіряється, підключено паралельно і тиск потоку в кожній вимірювальній лінії однаковий.

Результати представлено у вигляді графіків (рис. 1). Накладання графіків залежності $(Re \cdot P_{3M}) = f(Q)$ в одну лінію констатує коректність умов подібності впливу середовища на робочі елементи проточної частини лічильника.

На рис. 2 представлено умови, за яких можливе проведення калібрування робочого засобу вимірювання техніки (ЗВТ) за допомогою двох еталонних лічильників. З рис. 2 видно, що у разі дотримання необхідних умов калібрування рівняння (7) виконується.

Додатково було проведено розрахунок параметра $(Re \cdot P_{3M})$ для тиску 9 атм при температурі 5°C для лічильника DN400 на витраті 200 м³/год, а також DN200 на витраті 100 м³/год та пари лічильників DN200, сума витрати яких також становить 200 м³/год.

Із результатів розрахунку (див. рис. 2) стає очевидно, що у випадку калібрування робочого ЗВТ кількома еталонними лічильниками необхідно дотримуватися вимог умови (7). В іншому випадку зростає значення невизначеності вимірювання.

В Україні для перевірки та калібрування лічильників газу використовують установки, які працюють на робочому середовищі – повітря, за тиску близького до атмосферного. Зокрема, такі установки знаходяться на підприємствах: ДП «Івано-Франківськстандартметрологія» (м. Івано-Франківськ), ТОВ «СКБ ЗА» (м. Івано-Франківськ), ТОВ «Газтронік» (м. Івано-Франківськ), ІТОВ «Темпо» (м. Івано-Франківськ), СП «Радміртех» (м. Харків), ВКФ «Курс» (м. Дніпропетровськ). Однак використання природного газу як робочого середовища забезпечує максимальне наближення умов калібрування до умов експлуатації лічильників. ПАТ «Івано-Франківськгаз» у калібрувальній лабораторії «Пасічна» має змогу проводити калібруван-

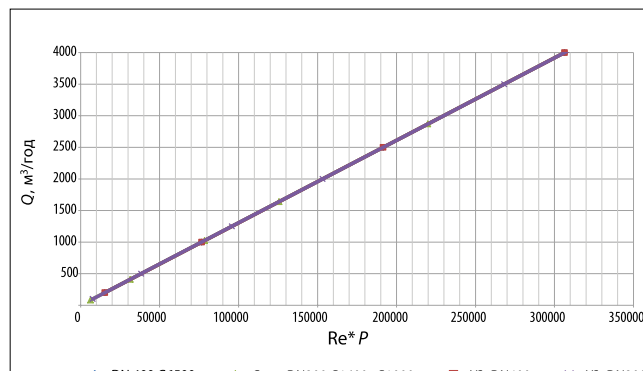
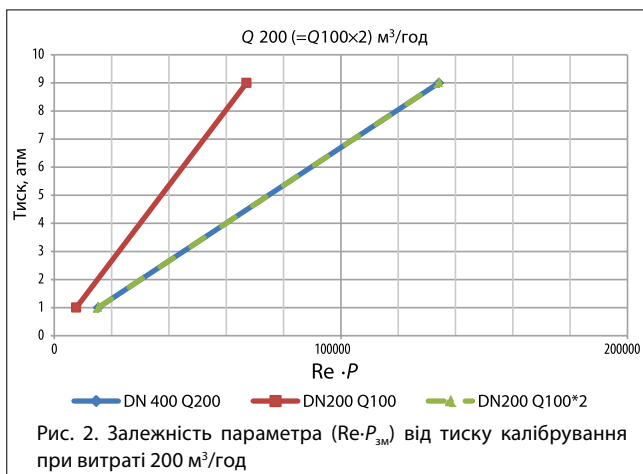


Рис. 1. Залежність параметра $(Re \cdot P)$ від витрати (Q) для лічильників природного газу

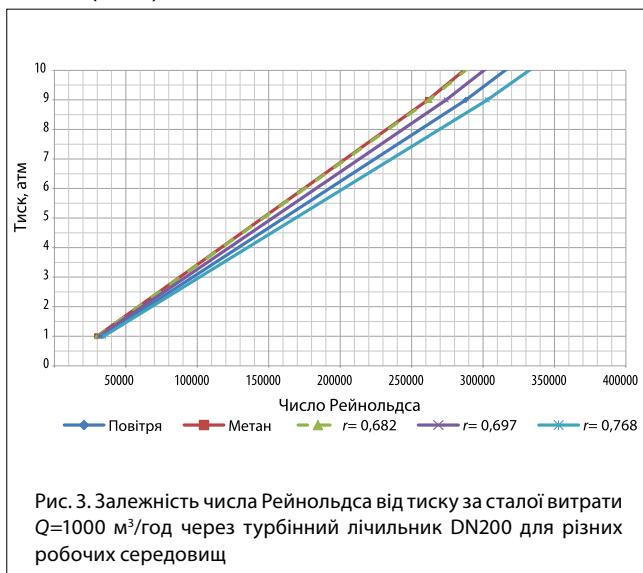


ня з використанням природного газу у діапазоні робочих тисків газу від 0,1 до 0,6 МПа. Калібрування на природному газі на високому тиску (до 5,5 МПа) в Україні можливе після введення Метрологічного центру Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України» (м. Боярка) в експлуатацію.

Більшість європейських калібрувальних стендів для лічильників, що працюють в умовах високого тиску, як робоче середовище використовують природний газ. Разом із тим у провідних метрологічних інститутах Європи та Канади є стенди, на яких як робоче середовище використовують повітря при високому тиску [5]. Аналіз роботи цих стендів показав їх ефективність та високі результати калібрування за умови коректного застосування теорії газодинамічної подібності.

Головною відмінністю між повітрям та природним газом є в'язкість середовища та його густина. Значення відношення $Re_{\text{повітря}}/Re_{\text{пр. газу}}$ показує, що при атмосферному тиску за однакової швидкості потоку значення числа Рейнольдса повітря на 11,5 % вище, ніж природного газу. Зі зростанням тиску відмінність між повітрям та природним газом зменшується.

Розглядаючи значення числа Рейнольдса для різних калібрувальних середовищ за рівних тисків калібрування, можемо дійти висновку, наскільки вони, а відтак, і покази лічильника, калібровані на природному газі або повітрі **без дотримання умови подібності**, будуть різнитися (табл.).



Таблиця

Порівняння властивостей калібрувальних середовищ (20 °C)

Середовище	Природний газ			Повітря			Відношення
Тиск, бар(a)	ρ , кг/м³	μ , мкПа·с	Re^*	ρ , кг/м³	μ , мкПа·с	Re^*	$Re_{\text{повітря}}/Re_{\text{пр. газу}}$
1,01325	0,6812	11,095	26236	1,20416	17,587	29256	1,115
9	6,2230	11,203	237347	10,86983	17,696	262461	1,106
21	14,8455	11,400	556427	25,45704	17,887	608118	1,093
50	37,2545	12,067	1319158	60,95595	18,468	1410308	1,069

* Число Рейнольдса розраховано для витрати середовища $Q=1000 \text{ м}^3/\text{год}$ та номінального діаметра DN 200.

Ця особливість турбінних лічильників знайшла своє відображення в міжнародних нормативних документах, де суворо регламентуються умови, за яких відбувається калібрування лічильників цього типу. Міжнародна організація законодавчої метрології (OIML), Європейський комітет зі стандартизації (CEN) та Американська газова асоціація (AGA) в своїх документах наголошують на важливості проведення калібрування турбінних лічильників газу за умов, максимально наближених до експлуатаційних [7–9], або умов, що моделюють умови експлуатації (із дотриманням критеріїв подібності).

Так, рекомендації міжнародної організації законодавчої метрології OIML R137-1&2 регламентують:

«Вимоги точності п. 5.3 та 5.4 мають бути перевірені за параметрів газового середовища, максимально наближених до умов експлуатації (тиск, температура, тип газу) лічильника після його введення в експлуатацію.

Перевірку також може бути виконано з типом газу (наприклад, повітря), відмінним від того, для якого лічильник призначений для використання, якщо органи влади, відповідальні за перевірку (верифікацію), переконані, що зіставні результати будуть отримані шляхом оціночних випробувань із різними газами (п.12.5.2.3) або технічною конструкцією лічильника, що перевіряється» [8].

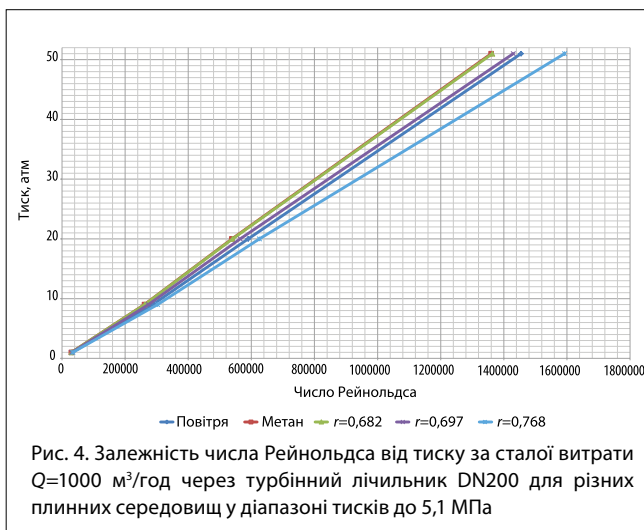
AGA Report No. 7. Measurement of Natural Gas by Turbine Meter (AGA 7 Вимірювання природного газу турбінним лічильником) констатує:

- «дослідження показали, що експлуатаційні характеристики турбінних лічильників змінюються зі зміною витрати та робочого тиску. Ці зміни пов'язані зі зміною значення числа Рейнольдса, а в деяких випадках і густини та особливо важливі при низьких і перехідних робочих тисках і витратах (розділ 6.3.1);

- калібрування лічильника, проведене на випробувальному стенді в певному діапазоні чисел Рейнольдса, характеризує експлуатаційні параметри лічильника, якщо він використовується для вимірювання кількості газу в тому ж діапазоні чисел Рейнольдса (розділ 6.3.1.1);

- очікуваний робочий діапазон числа Рейнольдса та/або густини для лічильника необхідно враховувати під час розробки програми калібрування» [7].

З метою визначення залежності впливу величини тиску на число Рейнольдса для різних плинних середовищ нами розроблено методику проведення розрахунків числа Рейнольдса залежно від фізичних параметрів плинного середовища для різних значень витрат.



Цей розрахунок дає змогу простежити зміну робочого тиску для заданої витрати під час калібрування лічильників на різних робочих середовищах, а саме: природному газі з різним компонентним складом, повітрі або метані, за умови сталого числа Рейнольдса (рис. 3). Для розрахунків було підібрано варіанти складу газу за принципом мінімальної, середньої та максимальної густини з різних регіонів України (дані з офіційного сайту ПАТ «Укртрансгаз»). Результати розрахунку у вигляді графіків залежностей числа Рейнольдса від тиску для

природного газу з різним компонентним складом, метану та повітря представлено на рис. 3–4.

Отже, з графіків стає зрозуміло, що під час проведення процедури калібрування вкрай важливо враховувати фізичні параметри та склад робочого середовища. **За умови додержання принципів газодинамічної подібності однакове значення витрати для різних типів газів досягається за різних тисків.**

Висновки

1. Калібрування або повірку лічильників газу можна проводити на робочому середовищі, відмінному від середовища його експлуатації, за умови газодинамічної подібності (однакових значень числа Рейнольдса). Цього можна досягти шляхом варіації величини тиску робочого середовища калібрування за сталої або однакової витрати.

2. Для отримання коректних результатів калібрування робочого засобу вимірювання з геометричними розмірами, що відрізняються від розмірів еталонних лічильників, необхідно користуватися умовою рівності сумарної масової витрати (закон збереження маси для усталеного режиму руху реального газу) та умовами газодинамічної теорії подібності (рівність 7).

3. Міжнародні та європейські стандарти визначають можливість проведення калібрування та повірки на повітрі, природному газі або будь-якому іншому газі за умови, що цей газ приводить до подібних метрологічних результатів (число Рейнольдса визначено умовами вимірювання).

Список використаних джерел

1. **Чарный И.А.** Основы газовой динамики / И.А.Чарный. – М.: «Гостоптехиздат», 1961. – 221 с.
2. **Шнез Я.И.** Газовые турбины. Ч.1. Термодинамические процессы и теплообмен в конструкциях / Я.И.Шнез, В.М. Капинос, И.В. Котляр. – К.: Вища школа, 1979. – 296 с.
3. **Андрієшин М.П.** Облік природного газу: довідник / М.П. Андрієшин, О.М. Карпаш, Я.С. Марчук, І.С. Петришин, О.Є. Середюк, С.А. Чеховський. – Івано-Франківськ: ПП «Сімік», 2008. – 160 с.
4. **Андрієшин М.П.** Газ природний, палива та оливи: монографія / М.П. Андрієшин, Я.С. Марчук, С.В. Бойченко, Л.А. Рябоконь. – Одеса: Астропринт, 2010. – 232 с.
5. **Щупак І.В.** Сучасні підходи до вимірювання об'єму та об'ємної витрати природного газу / І.В. Щупак, О.М. Чернишенко, Н.М. Андрієшин, Р.З. Негреба // Нафтогазова галузь України. – 2014. – № 5. – С 39–41.
6. **ДСТУ EN 12261:2006** Лічильники газу турбінні. Загальні технічні умови. – К.: Держстандарт України, 2006. – 32 с.
7. **AGA Report No. 7.** Measurement of Natural Gas by Turbine Meter (2006).
8. **OIMLR 137-1&2:2012 (E)** Gas meters. Part 1: Metrological and technical requirements. Part 2: Metrological controls and performance tests.
9. **Paul W.Tang, M.Sc., P.Eng.,** «Pressure Effect on Turbine Meter Gas Flow Measurement». Fortis BC Energy, Surrey, Canada, 2012.

Введено в експлуатацію видобувну платформу в Ірані

Як повідомляє Natural Gas Europe, в Ірані на морському газоконденсатному родовищі Південний Парс введено в експлуатацію нову видобувну платформу, як і передбачалося етапом 14 розробки цього родовища.

Геологічні запаси природного газу родовища Південний Парс, розробка якого розділена на 29 етапів або фаз, оцінюють у 51 трлн м^3 . Воно займає площу 9,7 тис. км^2 , із яких 3,7 тис. км^2 знаходиться в територіальних водах Ірану в Перській затоці, а решта (6 тис. км^2) розташована в територіальних водах Катару.

Зараз Іран видобуває близько 700 млн м^3 на добу і планує до кінця 2018 року довести видобуток до 1,1 млрд м^3 на добу.

За матеріалами <http://oil-gas-energy.com.ua>

Нові технічні засоби ДП «ЛІКВО» для забезпечення фонтанної та газової безпеки під час буріння та капітального ремонту свердловин

© Д.В. Римчук
канд. техн. наук
ДП «ЛІКВО»

УДК 622.245.73

У статті описано пакери гирлові, які використовуються для перевірки герметичності пригирлової частини обсадної колони разом з колонною обв'язкою та противикидним обладнанням під час буріння та капітального ремонту свердловин, а також пакер для забезпечення фонтанної безпеки у процесі ремонту колонної обв'язки без установаження цементного моста у свердловині.

Ключові слова: пакер, опресування, обсадна колона, колонна обв'язка, противикидне обладнання.

В статье описаны пакеры устьевые, которые используются для проверки герметичности приустьевой части обсадной колонны вместе с колонной обвязкой и противывбросовым оборудованием при бурении и капитальном ремонте скважин, а также пакер для обеспечения фонтанной безопасности при ремонте колонной обвязки без установки цементного моста в скважине.

Ключевые слова: пакер, опрессовка, обсадная колонна, колонная обвязка, противывбросовое оборудование.

This article describes the wellhead packers used to check the tightness of the wellhead casing with a column and strapping equipment blowout during drilling and workover, and the packer used to ensure gusher safety during repair of casing head without installing a cement bridge in the hole.

Key words: packer, pressure testing, casing, column binding, blowout preventer equipment.



творення надійних технічних засобів для випробування пригирлової частини обсадної колони разом із колонною обв'язкою та противикидним обладнанням перед розкриттям продуктивних горизонтів є важливою складовою профілактики виникнення відкритих нафтових та газових фонтанів.

Після спуску, цементування, обв'язки проміжних та експлуатаційних колон проводиться їх опресування одночасно з опресуванням змонтованих колонної обв'язки і противикидного обладнання. При цьому створюється навантаження на колону до 10 циклів через повторні опресування, враховуючи заміну негерметичних вузлів противикидного обладнання. Зусилля, що виникають під час опресування, передаються через колону на цементний камінь. З метою попередження руйнування цементного каменя за колоною необхідно тиском опресування навантажувати його тільки один раз за умови, що колона герметична. А всі подальші опресування гирлового обладнання проводити з використанням гирлових пакерів.

Актуальною є проблема забезпечення фонтанної безпеки під час ремонту колонних обв'язок без установаження цементного моста у свердловині.

Пакер гирловий, описаний у [1], який раніше використовували для випробування пригирлової частини обсадної колони разом із колонною обв'язкою та противикидним обладнанням під час буріння і капітального ремонту свердловин, має недосконалу конструкцію. Він спускається в колону, яку необхідно опресувати, із зазором 2–3 мм на кожну сторону. І для розкриття манжети під час опресування необхідно в затрубний про-

стір із обмеженим об'ємом закачати рідину з великою продуктивністю насосів, при цьому можливі як руйнування обладнання, так і травмування працюючих.

Противикидне обладнання фірм Cameron, Shaffer, Hydril після монтажу на гирлі свердловини опресовують шляхом закачування рідини в затрубний простір після установаження пакера на спеціальний фланець, що розташований між колонною обв'язкою і превенторами або в колонній обв'язці [2]. З'єднання пакера з фланцем герметичне, і тиск опресування не передається на обсадну колону. Але стандарт організації України [3] та аналогічні регламенти інших організацій не передбачають фланців та місць установаження пакерів у гирловому обладнанні.

Дуже затратними і довготривалими є ремонтні роботи, пов'язані із розкриттям свердловини по верхньому фланцю колонної обв'язки. Для забезпечення фонтанної безпеки перед виконанням цих робіт у свердловині необхідно установити цементний міст, хоча [4] передбачає виконання цих робіт із використанням пакера.

Завданнями досліджень та метою статті є модернізувати пакер гирловий, зокрема, на підставі проведених досліджень вибрати оптимальний зазор між упором пакера і стінкою колони та оптимальну площу контакту манжети із стінкою колони; створити пакер підсилений для опресування пригирлової частини обсадної колони, колонної обв'язки та противикидного обладнання на тиск, що перевищує 50 МПа, та пакер для забезпечення фонтанної безпеки у ході виконання ремонтних робіт, пов'язаних із тривалим розкриттям свердловини по верхньому фланцю колонної обв'язки без установа-

лення цементного моста; познайомити фахівців із надійними вітчизняними технічними засобами для забезпечення фонтанної і газової безпеки у ході буріння та капітального ремонту свердловин.

Спеціалісти дочірнього підприємства «Воєнізована аварійно-рятувальна (газорятувальна) служба «ЛІКВО» Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України» постійно працюють над удосконаленням існуючих та створенням нових конструкцій обладнання для забезпечення фонтанної та газової безпеки під час буріння та капітального ремонту свердловин. Останнім часом упроваджено модернізований пакер гирловий типу ПГМ, розроблено пакер гирловий підсилений типу ПГП та пакер для герметизації гирла механічний ПГГ-168М.

Пакер гирловий модернізований типу ПГМ

Пакер гирловий модернізований типу ПГМ призначений для перевірки герметичності пригирлової частини обсадної колони разом із колонною обв'язкою та противикидним обладнанням під час буріння або капітального ремонту газових і нафтових свердловин.

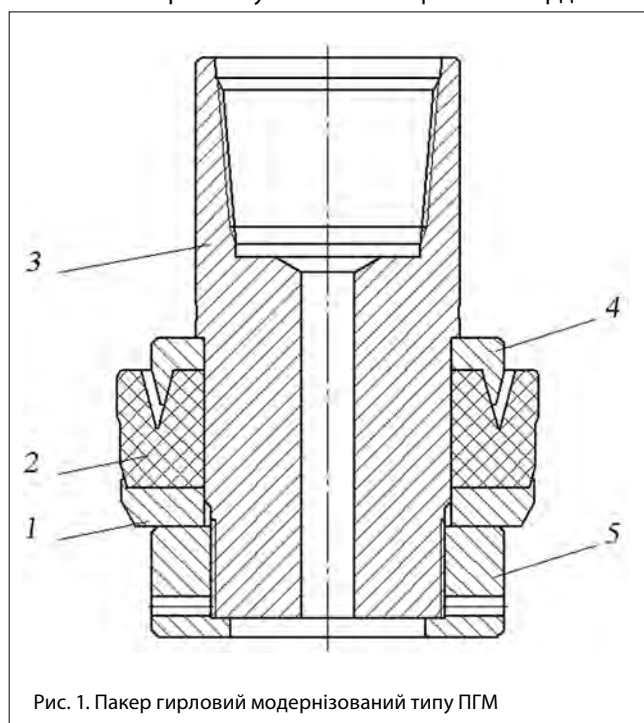


Рис. 1. Пакер гирловий модернізований типу ПГМ

Складається із (рис. 1) корпусу 3, манжети 2, упору 1, втулки опорної 4, гайки 5.

Основною відмінністю пакера гирлового модернізованого типу ПГМ від пакера гирлового є те, що пакер гирловий модернізований спускається у колону, яку необхідно опресувати, з натягом 0,35 мм на кожен сторону. І для створення тиску опресування немає необхідності створювати імпульсні навантаження для розкриття манжети.

Залежно від товщини стінки труби, яку опресовують, деталі пакера – упор 1 і манжету 2 перед застосуванням необхідно проточити. Розміри, до яких ці деталі необхідно проточити, наведено у паспорті.

Пакери гирлові модернізовані розроблені та виготовляють ДП «ЛІКВО» відповідно до чинних технічних умов.

Основні технічні дані пакерів гирлових модернізованих типу ПГМ наведено у табл. 1.

Таблиця 1

Основні технічні дані пакерів гирлових модернізованих

Типорозміри пакерів	Діаметр обсадної колони, яку опресовують, мм	Максимальний робочий тиск, що утримується пакером, МПа	Приднувальна заковка різьба корпусу по ГОСТ 28487	Габаритні розміри, мм		Маса max, кг
				довжина	зовнішній діаметр, max	
ПГМ 127x50	127x7,5 127x9,2 140x7,7 140x9,2	50	3-76	304	113	12,9
ПГМ 140...146x50	140x10,5 146x7,7 146x8,5 146x9,5 146x10,7 168x8,9	50	3-76	334	132	14,7
ПГМ 168x50	168x10,6 168x12,1	50	3-88	355	152	21,8
ПГМ 178x50	178x8,1 178x9,2 178x10,4 178x11,5 178x12,7	50	3-88	355	162,6	23,3
ПГМ 219x35	219x11,4 219x12,7 219x14,2	35	3-121	583	200	61
ПГМ 245x35	245x8,9 245x10,0 245x11,1 245x12,0 245x13,8	35	3-133	405	227,7	61
ПГМ 324x35	324x8,5 324x9,5 324x11,0 324x12,4 324x14,0	35	3-171	445	307,9	107,5
ПГМ 340x35	340x8,4 340x9,7 340x10,9 340x12,2 340x13,1 340x14,0 340x15,4	35	3-171	445	323,9	110

Фізико-механічні показники гуми, яку використовують для виготовлення манжет, такі: межа міцності при розриванні – не менше 15,7 МПа, відносне видовження – не менше 350 %, залишкове видовження – не більше 20 %, твердість за Шором – 7,5 МПа.

Пакер гирловий підсилений типу ПГП

Випробування пригирлової частини обсадної колони, колонної обв'язки та противикидного обладнання, коли тиск опресування перевищує 50 МПа, доцільно проводити за допомогою пакера гирлового підсиленого [5].

На рис. 2 показано схему облаштування гирла свердловини під час випробування пригирлової частини обсадної колони, колонної обв'язки та противикидного обладнання після спуску у свердловину напрямлення 1, кондуктора 2, першої технічної колони 3, другої технічної колони 4, експлуатаційної колони 5 та облаштування гирла колонною обв'язкою головою ОКЗ 6, труб-

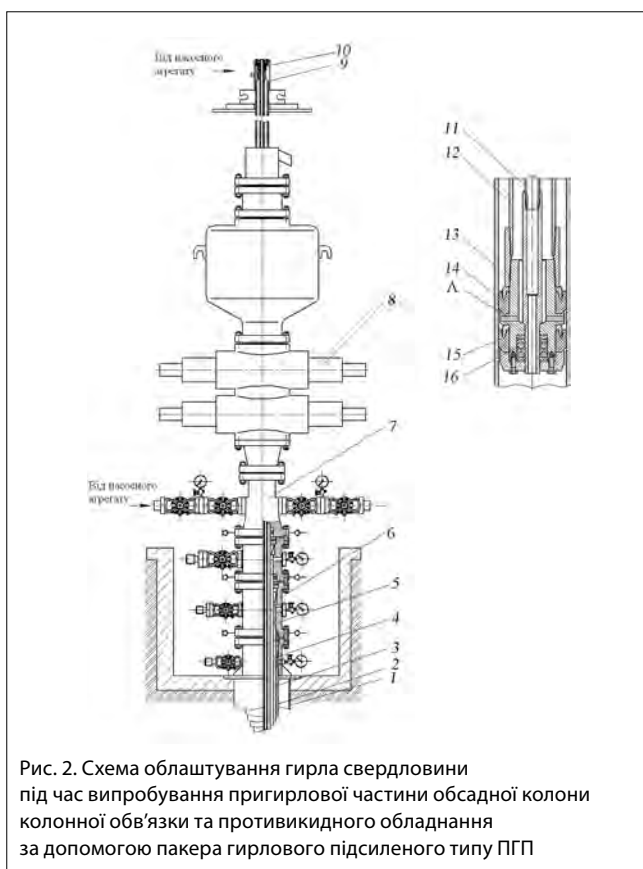


Рис. 2. Схема облаштування гирла свердловини під час випробування пригирлової частини обсадної колонної обв'язки та противикидного обладнання за допомогою пакера гирлового підсиленого типу ПГП

ною головкою фонтанної арматури 7 та противикидним обладнанням 8 за допомогою пакера гирлового підсиленого типу ПГП [6].

Цей пакер складається з основного корпусу 13, додаткового корпусу 9, що з'єднані колоною бурильних труб 12. На основному корпусі 13 пакера встановлено основний 14 та додатковий 15 герметизуючі елементи. У основному корпусі виконано радіальні отвори А. На додатковому корпусі 9 виконано боковий відвід для під'єднання насосного агрегату. У центральних осевих отворах основного і додаткового корпусів пакера розміщено додаткову колону труб 11. Кільцевий проміжок між додатковою колоною труб та відповідними боковими поверхнями центральних осевих отворів обох корпусів ущільнено герметизуючими елементами 10 та 16.

Пакер типу ПГП працює так.

Після монтажу колонної обв'язки та противикидного обладнання на гирлі свердловини для перевірки його герметичності разом із пригирловою частиною обсадної колонни у свердловину на необхідну глибину (до 50 м) спускають корпус 13 пакера. Перед спусканням низ додаткової колонни труб 12 монтують у центральний осевий отвір корпусу 13 і ущільнюють елементами 16. Колони бурильних 12 і додаткових 11 труб наросчують у міру їх спускання. Із досягненням необхідної глибини додатковий корпус пакера 9 монтується на колону труб 11, з'єднується на різьбі з колоною бурильних труб 12 із подальшою герметизацією кільцевого проміжку між трубами 11 і корпусом 9 елементами 10.

Після під'єднання цементувального агрегату до відводів корпусу 9 та трубної головки, а також закриття превентора рідину по чергово закачують спочатку у боковий відвід трубної головки (при цьому створюється

тиск P_1 над основним герметизуючим елементом 14), потім у відвід додаткового корпусу 9 (при цьому створюється тиск P_2 над додатковим герметизуючим елементом 15).

$$P_2 = \frac{1}{2} P_{\text{опр}}; P_1 = 1,1 P_2.$$

Далі рідину знову закачують у боковий відвід трубної головки, створюється тиск опресування $P_{\text{опр}} = 2P_2$.

Максимальний робочий тиск пакера – це сума максимально допустимих перепадів тисків на обох герметизуючих елементах, він становить 105 МПа.

Пакер для герметизації гирла механічний ПГГ-168М

Пакер для герметизації гирла механічний ПГГ-168М призначений для перекриття прохідного каналу експлуатаційної колонни заглушеної свердловини у ході виконання ремонтних робіт, пов'язаних із тривалим розкриттям свердловини по верхньому фланцю колонної обв'язки без установлення цементного моста. Пакер призначений для свердловин, обсаджених експлуатаційною колоною діаметром 168 мм із товщиною стінки 8,9; 10,6 або 12,1 мм.

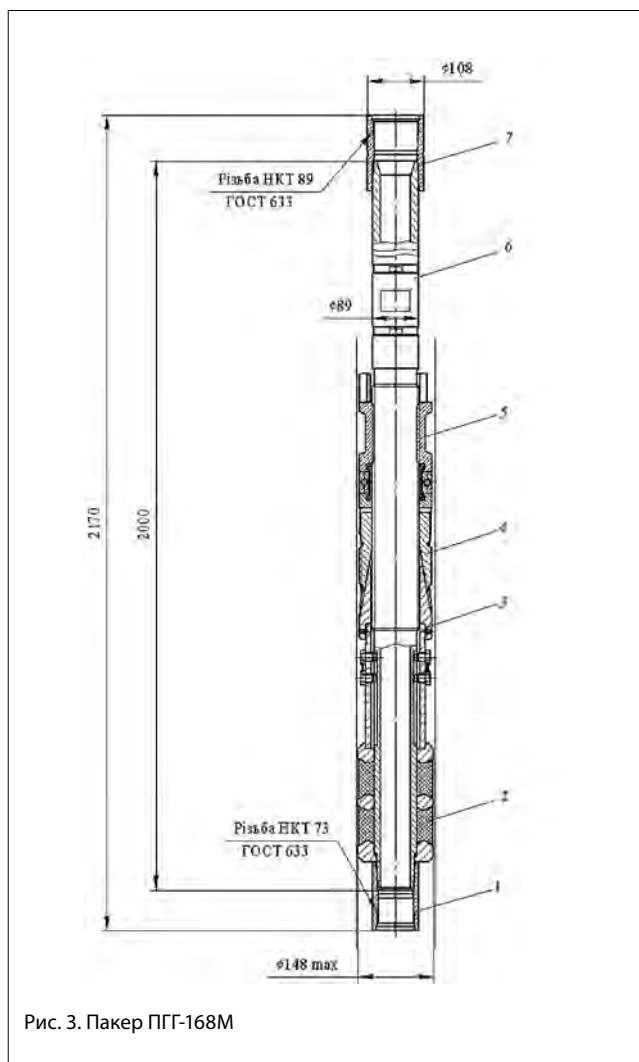


Рис. 3. Пакер ПГГ-168М

Пакер, установлений у свердловину і споряджений кульовим краном із приєднувальною різьбою НКТ-89, забезпечує можливість постійного контролю за свердловиною, а також, у разі необхідності, впливати на свердловиною через наскрізний канал діаметром 57 мм.

Основні параметри та розміри пакера ПГГ-168М наведено у табл. 2.

Таблиця 2

Основні параметри пакера ПГГ-168М

Назва параметра	Одиниця виміру	Значення параметра
Типорозміри труб за ГОСТ 632-80, що пакують	–	168x8,9, 168x10,6, 168x12,1
Робочий тиск	МПа	35,0
Робоче середовище	–	промивальна рідина, вода, газ природний
Діаметр прохідного отвору	мм	57
Крутний момент затягування гайки під час установаження пакера, $\pm 15\%$	Нм	500
Напрямок обертання ключа управління під час установаження пакера	–	за годинниковою стрілкою
Типорозмір нижньої приєднувальної різьби	–	НКТ-73 за ГОСТ 633-80
Типорозмір верхньої приєднувальної різьби	–	НКТ-89 за ГОСТ 633-80
Вага пакера з ключем управління	кг	116,2
Повна вага комплекту пакера (нетто)	кг	134,6
Повна вага комплекту з футляром, не більше	кг	185
Габаритні розміри пакера: довжина діаметр	мм	2170 150
Габаритні розміри футляра: довжина висота ширина	мм	2300 310 555

Пакер (рис. 3) складається із корпусу 6, верхньої приєднувальної муфти 7, нижньої приєднувальної муфти 1, рухливого клина 3, вузла ущільнення 2, вузла фіксації 4 та вузла керування 5, що розташовані на корпусі концентрично.

Висновки

Отже, пакер гирловий модернізований типу ПГМ дає змогу безпечно виконувати роботи з опресування пригирлової частини обсадної колони разом із колонною обв'язкою та противикидним обладнанням.

Пакер гирловий підсилений типу ПГП забезпечує опресування пригирлової частини обсадної колони

разом із колонною обв'язкою та противикидним обладнанням тиском до 105 МПа, не створюючи додаткових навантажень на цементний камінь.

Використання для герметизації гирла свердловини під час ремонту колонної обв'язки пакера механічного ПГГ-168М значно скоротить час ремонтних робіт та зменшить їх вартість.

Список використаних джерел

1. **Оборудование** и инструмент для предупреждения и ликвидации фонтанов / [В.Р. Радковский, Д.В. Римчук, Ю.Е. Ленкевич, О.А. Блохин]. – М.: Недра, 1996. – 378 с.
2. **Гоинс У.К.** Предотвращение выбросов / У.К. Гоинс, Р. Шеффилд; Пер. с англ. Л. И. Цейтлина. – М.: Недра, 1987. – 288 с., ил.
3. **СОУ 11.2-30019775-142:2008.** Свердловини на нафту і газ. Вимоги до монтажу і експлуатації противикидного обладнання при бурінні. – [Чинний від 30.12.2008]. – К: ДК «Укргазвидобування», 2008. – 66 с. – (Стандарт організації України).
4. **СОУ 09.1-30019775-056:2015.** Свердловини на на-

фту і газ. Монтаж і експлуатація противикидного обладнання при проведенні капітального ремонту свердловин. – [Чинний від 20.05.2015]. – К: ПАТ «Укргазвидобування», 2015. – 58 с. – (Стандарт організації України).

5. **Пат. 9751 UA, МКІ E21B33/06.** Пакер гирловий /Вайсберг Г.Л., Атаманчук І.С., Ленкевич Ю.С., Римчук Д.В.; Заявл. 28.03.2005; опубл. 17.10.2005, Бюл. № 10.
6. **Фик І.М.** Облаштування газових та нафтових фонтанних свердловин при експлуатації. Частина перша. Колонні обв'язки / І.М. Фик, Д.В. Римчук. – Харків: ТО Ексклюзив, 2014. – 299 с.

передплата



Шановні читачі!

Нагадуємо, що передплатити журнал
«Нафтогазова галузь України»

ви можете через відділення зв'язку України.
Передплатний індекс 74332

Перелік статей, опублікованих у 2015 р.

ТАРАБАРИНОВ П.В., ЦВИК Б.М. Науково-дослідному і проектному інституту ПАТ «Укрнафта» – 10 років..... № 4

ЕКОНОМІКА ТА МЕНЕДЖМЕНТ

ВИТВИЦЬКИЙ Я.С.

Волатильність світових цін на нафту..... № 5

ГОРАЛЬ Л.Т., ЗАПУХЛЯК І.Б.

Сучасні підходи до управління витратами вітчизняних газотранспортних підприємств..... № 5

КУЧЕРЯВИЙ В.А., ЛИТВИН В.Л., ПІДЗИРАЙЛО О.М., СТОГНІЙ О.В.

Стан вітчизняного ринку моторних палив та правові шляхи його вдосконалення..... № 5

ПЕТРУНЧАК І.М., ГАНУЩАК О.М.

Організаційно-економічний механізм освоєння залишкових запасів вуглеводнів нафтогазовидобувними підприємствами..... № 5

ШИВЯКОВ О.С., СТОГНІЙ О.В., ГУНДА М.В., ВАСЕНЬОВА А.О.

Економічні механізми стимулювання розвитку газового ринку України..... № 5

ГЕОЛОГІЯ НАФТИ І ГАЗУ

БУТЕНКО А.В., НОВІКОВ В.Ю., РАЧІЙ Г.Р.

Нові дані про геологічну будову Північномакіївської площі.. № 6

ВАКАРЧУК С.Г. Палеозойські карбонатні комплекси Передобрудзького прогину – перспективні об'єкти пошуку нетрадиційних вуглеводнів..... № 6

ВАКАРЧУК С.Г.

Перспективи пошуку скупчень вуглеводнів нетрадиційного типу в карбонатних відкладах ярусу Дніпровсько-Донецької западини..... № 3

ВЕРГЕЛЬСЬКА Н.В.

Структурно-тектонічні особливості формування покладів газу у вуглепородних масивах Донбасу..... № 2

ГАНЖЕНКО Н.С., ФЕДЧЕНКО Т.О., ПЕТРОВСЬКИЙ С.Ф.

Застосування методу Монте-Карло для оцінки ємності порового простору прогнозних нафтогазоперспективних ділянок Оболонської астроблеми..... № 2

КАРПЕНКО І.О.

Трансгресивні секвенції XIV мікрофауністичного горизонту в межах центральної частини північного заходу Дніпровсько-Донецького басейну в зв'язку з пошуком скупчень сланцевого газу..... № 2

КОВАЛЬ В.І.

Сучасний підхід до оцінки початкових запасів вуглеводнів на межі тиску насичення..... № 4

КРИВУЛЯ С.В., ЛАГУТІН А.А., ПОВЕРЕННИЙ С.Ф.

Літофізична характеристика та особливості будови теригенної продуктивної товщі великих родовищ вуглеводнів у нижньопермсько-верхньокам'яновугільних відкладах ДДЗ..... № 2

ЛЕБІДЬ В.П.

Аналогове моделювання – основний принцип прогнозу продуктивності нижнього нафтогазозносного комплексу Дніпровсько-Донецького розсуду..... № 6

МАЄВСЬКИЙ Б.Й., ПАСЛАВСЬКИЙ О.С.

Вплив тріщинуватості порід-колекторів на особливості нафтовилучення і заводнення нафтових покладів Долинського родовища..... № 5

МОНЧАК Л.С., АНІКЕЄВ С.Г., МАЄВСЬКИЙ Б.Й., КУРОВЕЦЬ С.С., ЗДЕРКА Т.В.

Структурно-тектонічна будова Зовнішньої зони Передкарпатського прогину та прилеглої території Волино-Подільської плити..... № 3

ПАЮК С.О., ВЛАДИКА В.М., НЕСТЕРЕНКО М.Ю., БАЛАЦЬКИЙ Р.С., ЛАТА Р.І.

Літолого-петрофізичні передумови ефективності проведення соляно-кислотних обробок порід-колекторів сарматського ярусу..... 3

ПАЮК С.О., СТЕБЕЛЬСЬКА Г.Я., НЕСТЕРЕНКО М.Ю., БАЛАЦЬКИЙ Р.С.

Петрофізична модель нафтонасичення порід-колекторів башкирського ярусу Яблунівського родовища ДДЗ..... № 2

ПРОКОПІВ В.Й., КУЧЕР С.Ф., НЕСТЕРЕНКО М.Ю., ФЕДОРИШИН Ю.І., БАЛАЦЬКИЙ Р.С.

Петрофізичні властивості карбонатних порід башкирського ярусу Великобубнівського нафтогазоконденсатного родовища..... № 4

ФЕДОРИШИН Ю.І., ПАЮК С.О., НЕСТЕРЕНКО М.Ю., ВЛАДИКА В.М., БАЛАЦЬКИЙ Р.С., ЛАЗАРУК Я.Г.

Про деякі літолого-фізичні аспекти порід-колекторів баденського ярусу північно-західної частини Більче-Волицької зони..... № 1

Про деякі літолого-фізичні аспекти порід-колекторів баденського ярусу північно-західної частини Більче-Волицької зони..... № 1

БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН

ГУРСЬКИЙ С.А., МАГУН М.Я., ЗІНЬКОВ Р.В., КАРПОВА А.Ю.

Досвід використання лігносульфонатно-кальцієвої бурової промивальної рідини на свердловинах родовищ ПАТ «Укрнафта»..... № 4

МАГУН М.Я., ГУРСЬКИЙ С.А., ЗІНЬКОВ Р.В., ВЕРСТА О.М.

Оптимізація змашувальної домішки лігносульфонатно-калієвої бурової промивальної рідини..... № 1

ТЕРШАК Б.А., СТАВИЧНИЙ Є.М., АНДРУСЯК А.М., ПРИТУЛА Л.Я.

Інноваційні розробки зі спорудження свердловин на родовищах ПАТ «Укрнафта»..... № 4

ЧОРНИЙ О.М., ЛЕВИЦЬКА Г.М., КУЗІВ І.М., ЧОРНИЙ Е.О.

Технологія розкриття пластів на рівновазі пластового та вибілого тисків під час буріння свердловин Передкарпаття..... № 3

ВИДОБУВАННЯ НАФТИ І ГАЗУ

ДМИТРЕНКО В.І., ЗЕЗЕКАЛО І.Г.

Дослідження антигидратних властивостей високомінералізованих пластових вод Західно-Радченківського газоконденсатного родовища..... № 5

ДОРОШЕНКО В.М., ДОРОШЕНКО С.В.

Розвиток методів обмеження припливу пластових вод у свердловину в умовах пізньої стадії розробки родовищ..... № 5

ЗАЗУЛЯК О.М., РУЩАК В.Б.

Спосіб оцінки стану привибійної зони пласта газових свердловин..... № 4

КОВАЛЬ В.І., ДОРОШЕНКО О.С.

Гідродинамічний симулятор типу «Black oil»..... № 5

КОНДРАТ О.Р., ГУТАК А.Д.

Енергоефективна модифікація установки низькотемпературної сепарації газу..... № 5

КОНДРАТ Р.М., КОНДРАТ О.Р.

Дослідження закономірностей процесу взаємодії у газовому середовищі різнопроникних ділянок пласта з перетіканням газу між ними..... № 6

КУЧЕРНЮК В.А., ПЕЧЕРСЬКИЙ І.С., БУБНОВ І.В., ПОЛАТАЙКО С.Б.

Технології ударно-хвильової та депресійно-репресійної хіміко-гідродинамічної дії на ПЗП.....	№ 4
МЕЛЬНИК А.П., КРИВУЛЯ С.В., ДЕГТЯРЬОВ Д.О., ЧЕРВОНА О.В.	
До питання захисту від корозії свердловинного обладнання у процесі інтенсифікації видобутку вуглеводнів.....	№ 3
МЕЛЬНИК А.П., КРИВУЛЯ С.В., МАЛІК С.Г., ДЕГТЯРЬОВ Д.О.	
Дослідження впливу реагентів на зниження температури застигання нафти.....	№ 6
НАГОРНИЙ В.П., ДЕНИСЮК І.І.	
Спектральні характеристики акустичних хвиль за наявності режиму розчиненого газу в нафтоносному пласті.....	№ 3
НАГОРНИЙ В.П., ДЕНИСЮК І.І., ЮШИЦИНА Я.О., ЛІХВАН В.М.	
Оброблення вуглеводневих пластів бігармонічною акустичною хвилею.....	№ 1
РУДИЙ С.М., РУДИЙ М.І., КАЧМАР Ю.Д.	
До питання механізму розчинення оксиду кремнію зі складу силікатних матеріалів у кислотних розчинах різного складу	№ 4

ТРАНСПОРТУВАННЯ ТА ЗБЕРІГАННЯ НАФТИ І ГАЗУ

МИХАЛКІВ В.Б. Дослідження режимів роботи складної системи газопроводів у разі її недовантаження.....	№ 6
ПИЛИПІВ Л.Д.	
Дослідження впливу термообробки високов'язкої волинської нафти на її реологічні та транспортабельні властивості	№ 1
САЛІЙ В.І., ГУРІНЕНКО Г.Г.	
Технологія відновлення герметичності кульових кранів нафтогазопроводів	№ 3
СЕРЕДЬОК М.Д., КСЕНИЧ А.І.	
Особливості газодинамічних процесів у поліетиленових газопроводах систем газопостачання.....	№ 3
ЯКИМІВ М.М.	
Аналітичні дослідження характеру розподілу рідинних відкладень по довжині газопроводу.....	№ 2

ПЕРЕРОБКА НАФТИ І ГАЗУ

ВИШНЕВСЬКИЙ Р.М., ЦАВОЛИК М.В., ЛИТВИН Б.Л.	
Досвід упровадження комплексних інгібіторів та біоцидів марки «PuroTech» як засобів захисту теплообмінного обладнання Качанівського ГПЗ.....	№ 4
ГОЛИЧ Ю.В., БОЙЧЕНКО С.В., ТОПІЛЬНИЦЬКИЙ П.І., РОМАНЧУК В.В.	
Залежність зневоднення нафт від їх фізико-хімічної характеристики.....	№ 1
ЛЕДОВСЬКИХ В.М., ДАВИДЕНКО О.М.	
Електрохімічна регенерація карбонільних сполук відпрацьованих нафтових олиф на алюмінієвому катоді	№ 1
НЕТИПА В.І., ЛИТВИН Б.Л. Підготовка нафтових емульсій із підвищенням вмістом механічних домішок та стабілізаторів	№ 4
ТЕРТИШНА О.В., РОЄНКО К.В., МАРТИНЕНКО В.О., СНИЖКО Л.О.	
Використання асфальтосмолопарафінових відкладень як додатків до нафтових дорожніх бітумів	№ 3
ФРИДЕР І.В., ГРИНИШИН О.Б., ШИЩАК О.В.	
Одержання бітумів на основі залишків переробки парафіністих нафт.....	№ 2
ХЛІБИШИН Ю.Я., ФРИДЕР І.В., ГРИНИШИН О.Б., ПОЧАПСЬКА І.Я.	
Новий метод відображення властивостей нафтових бітумів залежно від їх групового складу	№ 6

АВТОМАТИЗАЦІЯ ТА ІНФОРМАЦІЙНІ ТЕХНОЛОГІЇ

АНДРІЙШИН М.П., ЧЕРНИШЕНКО О.М., ЕДЕЛЬ А.В.	
Особливості застосування газодинамічної теорії подібності	

в процесі калібрування та повірки лічильників	№ 6
КОРОБКО І.В.	
Стенові дослідження впливу асиметрії потоку на метрологічні характеристики гідродинамічних вимірювальних перетворювачів витрати.....	№ 3
НИЩЕТА В.В., СИДОРОВ В.А., ГОРБУНОВ О.В.	
Попередження раптових відмов ГПА.....	№ 2
ПОНОМАРЬОВ Ю.В., ПРИТУЛА М.Г., ХИМКО О.М., ЧЕКУРІН В.Ф.	
Автоматизація управління ГТС: стан та перспективи розвитку з використанням MES.....	№ 5
ПРИТУЛА М.Г., ХИМКО О.М., ЧЕКУРІН В.Ф.	
Методологія побудови комп'ютеризованих систем управління виробничими підприємствами з використанням MES	№ 1

НЕТРАДИЦІЙНІ ТЕХНОЛОГІЇ ТА ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ

ГУНДА М.В., ЄГЕР Д.О., ЗАРУБІН Ю.О., ГЛАДУН В.В., КАСЯНЧУК С.В., ЧЕПІЛЬ П.М., ГОЦИНЕЦЬ О.С., ПАЮК С.О.	
Перспективи освоєння дрібних та дуже дрібних родовищ газу в Україні	№ 1
ВАКАРЧУК С.Г.	
Ресурсний потенціал нетрадиційних вуглеводнів ущільнених карбонатних порід турнейського ярусу Дніпровсько-Донецької западини	№ 5
КАРПЕНКО В.М., СТАСЕНКО В.М., МИХАЛЬЧИШИН А.О., БЕНЬКО В.М., КУШНАРЬОВ В.Л.	
Стан і перспективи використання глибоких свердловин для забезпечення споживачів тепловою та електричною енергією.....	№ 3

ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ДОВКІЛЛЯ

РИМЧУК Д.В.	
Нові технічні засоби ДП «ЛІКВО» для забезпечення фонтанної та газової безпеки під час буріння та капітального ремонту свердловин	№ 6
СТОРЧАК С.О., МАСЛЮЧЕНКО В.Г., ДМИТРИК В.В.	
Актуальні аспекти екологічної політики в нафтогазовому комплексі (на прикладі Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України»).....	№ 2

СТАНДАРТИЗАЦІЯ

Інформаційний бюлетень.....	№ 1
Інформаційний бюлетень.....	№ 2
Інформаційний бюлетень.....	№ 6

З ІСТОРІЇ ГАЛУЗІ

КАЧМАР Ю.Д., ЦЬОМКО В.В.	
До 60-річчя застосування гідравлічного розриву пласта у ПАТ «Укрнафта».....	№ 4
ОСІНЧУК З.П.	
Українські фахівці нафтогазової галузі в Індії.....	№ 6
САВКІВ Б.П.	
Внесок українських фахівців у створення нафтогазової промисловості Туркменістану.....	№ 1

ПРОФЕСІОНАЛИ ГАЛУЗІ

АНДРІЙШИН М.П.	№ 3
МОЧЕРНЮК Д.Ю.	№ 3
ПЛІШКА М.Г.	№ 3
ТОДІЙЧУК О.С.	№ 2
ЛЕСЬКІВ І. До 100-річчя від дня народження В.А. Ярмолюка ..	№ 1

Українські фахівці нафтогазової галузі в Індії

© З.П. Осінчук

канд. техн. наук

Індія з населенням 1,3 млрд мешканців є четвертою країною світу, після США, Китаю та Японії, за рівнем споживання нафти і нафтопродуктів. Хоча запаси нафти в країні становлять 0,8 млрд т, а газу – понад 1,3 трлн м³, свої потреби вона задовольняє далеко не повністю. Країна імпортує близько 80 % нафти і нафтопродуктів і є одним із найбільших у світі імпортерів ЗПГ [1]. Тому для вивчення можливостей розширення ресурсної бази вуглеводнів та збільшення їх видобутку активно залучалися іноземні експерти, зокрема з країн колишнього СРСР, серед яких значну частину становили висококваліфіковані спеціалісти галузі з України.

Українські фахівці працювали в основному консультантами в Геологорозвідальному нафтовому інституті та Інституті технології буріння. У 80–90-х роках минулого століття тут успішно трудилися д-р техн. наук С.Ф. Білик, канд. техн. наук Р.В. Вінярський, канд. техн. наук В.В. Кравець, канд. техн. наук А.П. Шпренк, інженери К.В. Булатов, А.П. Бухтояров, М.П. Козій, В.Г. Пушкар, Ю.Г. Словачевський, Б.Т. Шемеляк, Є.В. Шимчишин та ін.

Сергій Федорович Білик (04.04.1938–07.03.2008) народився у с. Дейкалівка Зіньківського району на Полтавщині. Після закінчення ЛПІ у 1961 р. працював інженером, буровим майстром у Надвірнянській КРБ тресту «Прикарпатбурнафта». Із 1964 р. був інженером, старшим науковим співробітником, завідувачем сектору, начальником відділу в інституті «УкрНДІПНВ» (із 1974 р. «Укрдіпронафта», м. Київ). У 1986–1990 рр. обіймав посаду керівника контракту з технічного сприяння в Інституті технології буріння в Індії. Після повернення в Україну продовжував працювати в інституті «Укрдіпронафта» завідувачем лабораторії, начальником відділу. Із 1992 по 1998 рр. був заступником начальника, начальником науково-технічного управління Держнафтогазпрому України, пізніше – начальником Управління науки і техніки, заступником начальника департаменту науки і техніки НАК «Нафтогаз України». Із 2003 р. обіймав посаду заступника керівника представництва ТОВ «Газпромекспорт» в Україні. Сергій Федорович – д-р техн. наук, автор понад 100 опублікованих наукових робіт та 15 винаходів і патентів, присвячених, головним чином, проблемам кріплення свердловин. Був членом ВАК колишнього СРСР, спеціалізованих учених рад із захисту дисертацій ФНТУНГ і ДП «Науканафтогаз», членом редакційних колегій наукових журналів.

Роман Васильович Вінярський народився 26.09.1945 р. у м. Перемишль (нині територія Польщі). У 1968 р. закінчив ІФНГ і почав працювати робітником, пізніше – механіком у Карлівській експедиції глибокого буріння. Подальші два роки був інженером, науковим співробітником Полтавського відділення інституту «УкрНДІПНВ», потім навчався в аспірантурі при ВНДІБТ у Москві. Із 1976 р. – завідувач лабораторією, начальник відділу, заступник директора інституту «Укрдіпронафта». У 1987–1990 рр. працював в Індії експертом із питань аварій та ускладнень під час буріння експлуатаційних свердловин. Після реорганізації у 1994 р. інституту був першим заступником голови правління – директором наукового відділення АТ «Український нафтогазовий інститут», з 1998 р. – директором ТОВ



Українські фахівці біля будинку інституту: В.В. Кравець (другий зліва), Р.В. Вінярський (третій зліва), Білик С.Ф. (другий справа); в центрі – директор Інституту технології буріння

«НТКІК». Роман Васильович – канд. техн. наук, має 12 патентів і 15 опублікованих наукових робіт.

Володимир Васильович Кравець народився 30.01.1939 р. у с. Угорка в Посянні (нині територія Польщі). У 1957 р. закінчив Дрогобицький нафтовий технікум, 1962 р. – нафтовий факультет ЛПІ. Свій трудовий шлях розпочав у Надвірнянській КРБ на посаді інженера, потім працював старшим технологом у тресті «Прикарпатбурнафта». Після закінчення 1968 р. аспірантури був старшим науковим співробітником в інституті «УкрНДІПНВ» (із 1974 р. «Укрдіпронафта») і займався проблемами герметичності та міцності різьбових з'єднань обсадних труб. У 1976–1989 рр. завідував лабораторією кріплення нафтових і газових свердловин в інституті. У період 1989–1991 рр. працював консультантом із технології кріплення і закінчення свердловин в Інституті технології буріння у м. Дерадун (Індія). За його участю, зокрема, було сконструйовано установку для випробування різних типів мастил для замкових з'єднань бурильних труб. Після повернення з відрядження був провідним науковим співробітником інституту «Укрдіпронафта» (із 1994 р. АТ «Український нафтогазовий інститут»), у 2004–2013 рр. працював у ДП «Науканафтогаз» на посадах головного фахівця, провідного наукового співробітника, завідувача сектором техніки та технології буріння свердловин. Він – канд. техн. наук, у його доробку 16 винаходів і понад 40 наукових статей із проблем надійності і довговічності роботи свердловин. Нагороджений почесними відзнаками II і III ступенів Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України».

Шпренк Андрій Павлович народився 8.04.1930 р. у с. Дудинка Туруханського району Красноярського краю Росії. У 1953 р. закінчив ЛПІ за спеціальністю «розробка нафтових і газових родовищ», у 1961 р. – КПІ, отримавши кваліфікацію інженера-електрика з автоматизації і телемеханіки. Розпочав трудовий шлях інженером у тресті «Кримнафтогазрозвідка», у 1961–1980 рр. працював в інституті «УкрНДІпроект» (із 1963 р. «УкрНДІпронафта», із 1966 р. «УкрНДІПНВ», із 1974 р. «Укрдіпронафта») на посадах провідного інженера, старшого наукового співробітника, завідувача лабораторії. Упродовж 1980–1983 рр. був в Індії спочатку консультантом і головним спеціалістом із буріння свердловин у Геологорозвідально-



му нафтовому інституті, де у складі групи фахівців займався розробкою перспективної програми розвідування на нафту і газ, потім – консультантом із наукових досліджень у галузі буріння свердловин в Інституті технології буріння в м. Дерадун. Ним, зокрема, було запропоновано використання кузового буріння свердловин та сучасного обладнання для автоматичного контролю за бурінням, розроблено методи і стенди для експериментального дослідження процесу прихоплення бурильних труб, запропоновано використання тензометрії для дослідження в лабораторних умовах ускладнень під час буріння. Упродовж 1983–1997 рр. Андрій Павлович – завідувач лабораторії інституту «Укрдіпронафта», а після його реорганізації – старший науковий співробітник АТ «Український нафтогазовий інститут». Із 1997 до 2005 р. – комерційний директор ТОВ «Науково-виробнича фірма «Еліна». Він – канд. техн. наук, має 25 винаходів і понад 70 наукових статей, нагороджений знаком «Відмінник нафтової промисловості».

Висока кваліфікація українських експертів сприяла підвищенню рівня наукових досліджень в індійських інститутах, упровадженню низки інноваційних рішень під час буріння свердловин, що забезпечило підвищення швидкостей буріння, надійність кріплення свердловин та якісне відкриття продуктивних горизонтів.

Українські фахівці брали також участь у підготовці кадрів для нафтової і газової промисловості Індії. Так, уже в 1991 р. перші індійські студенти почали навчатися

в ІФНГу (нині ІФНТУНГ). Організацією навчання іноземних студентів тоді займався проректор інституту канд. геол.-мінерал. наук В.П. Степанюк. Пізніше було створено факультет навчання іноземних студентів, який 2013 р. реорганізовано в Центр організації навчання іноземних студентів. Значний внесок у підготовку із нафтогазових спеціальностей студентів, як прибули із зарубіжних країн, зробили викладачі кафедр розробки нафтових і газових родовищ та буріння: д-р техн. наук В.С. Бойко, д-р техн. наук Р.М. Кондрат, д-р техн. наук Я.С. Коцкулич, канд. техн. наук Р.М. Попадюк [2].

Відомі українські вчені читали лекції в індійських вузах нафтогазового профілю. Так, вчений зі світовим ім'ям, д-р техн. наук Ю.Ф. Макогон у 1965–1966 рр. був професором Вищої гірничої школи Індії [3], у 1986–1990 рр. під час перебування в цій країні лекції з технології буріння читав д-р техн. наук С.Ф. Білик.

Юрій Федорович Макогон народився 15.05.1930 р. у с. Веселе Великоолександрівського району на Херсонщині. У 1986 р. закінчив Краснодарський нафтовий технікум, у 1956 р. – МІНХіГП ім. І.М. Губкіна. Почав працювати на Шебелінському ГКР, де пройшов шлях від оператора до заступника головного інженера. У 1958–1961 рр. після навчання в аспірантурі працював у МІНХіГП асистентом, потім доцентом. У середині 60-х років читав лекції у Вищій гірничій школі Індії та Фрайберзькій гірничій академії у Німеччині. Із 1967 р. очолював газогідратну лабораторію ВНДІгазу, пізніше таку ж лабораторію в Інституті проблем нафти і газу у Москві. Із 1992 р. – професор Техаського університету (США), у 1995 р. очолив створену ним при цьому вузі лабораторію газогідратів. Вчений першим дослідив основні властивості газогідратів, закономірності їх формування, спрогнозував їх наявність на материках, у Світовому океані та, зокрема, в Україні, а також запропонував технології освоєння таких покладів. Він – д-р техн. наук, академік УНГА, РАПН, лауреат премії ім. акад. М.І. Губкіна, нагороджений срібною медаллю В.І. Вернадського, золотими медалями А. Ейнштейна, акад. П.Л. Капіци та ін. відзнаками.

Список використаних джерел

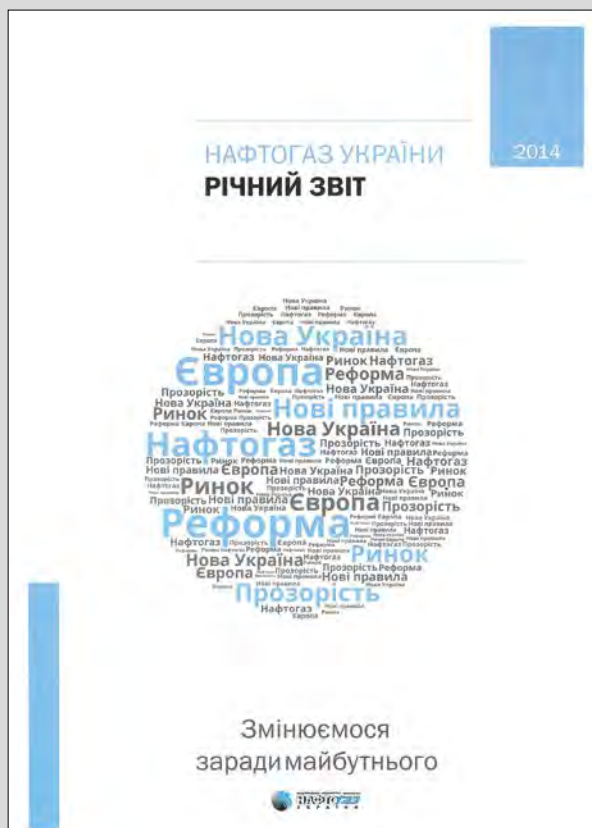
1. **Make in India** [Електронний ресурс]. - Режим доступу: <http://www.makeinindia.com/sector/oil-and-gas>.
2. **Історія** Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу [Електронний ресурс]. - Режим доступу: nung.edu.ua/departament/історія
3. **Нафтогазова** галузь України: поступ і особистості/За ред. З.П. Осінчука. – К: «Логос Україна», 2013. – 328 с.

Балансування витрат і навантаження на навколишнє середовище в нафтогазовій промисловості

Компанія Oilsands за останні роки здійснила мільярдні вливання в пілотні проекти, які обіцяють знизити негативний вплив на навколишнє середовище.

Наприклад, компанія Suncor Energy в партнерстві з Devon Energy Corp, Nexen Energy, Harris Corp. і Climate Change and Emissions Management Corp напустила пілотний проект вартістю 44 млн дол. США, щоб використовувати радіохвилі, а не високоенергетичну технологію парової обробки пласта під час видобування високов'язкої нафти. Запровадження технології дає змогу скоротити споживання енергії на 75 % і зменшує споживання води, цим самим зменшуючи капітальні витрати і негативний вплив на навколишнє середовище.

<http://globalnews.ca/news/2281464/oil-and-gas-industry-struggles-to-balance-costs-and-environmental-pressures/>



Національна акціонерна компанія «Нафтогаз України» опублікувала річний звіт за 2014 рік. У ньому відображено стратегічні напрями розвитку компанії; серед яких:

- створення ефективного ринку газу за європейським зразком;
- безпека постачання, диверсифікація, інтеграція з ЄС, відносини з Російською Федерацією;
- операційна ефективність: прозорість, боротьба з корупцією, впорядкування фінансових питань;
- газова незалежність України.

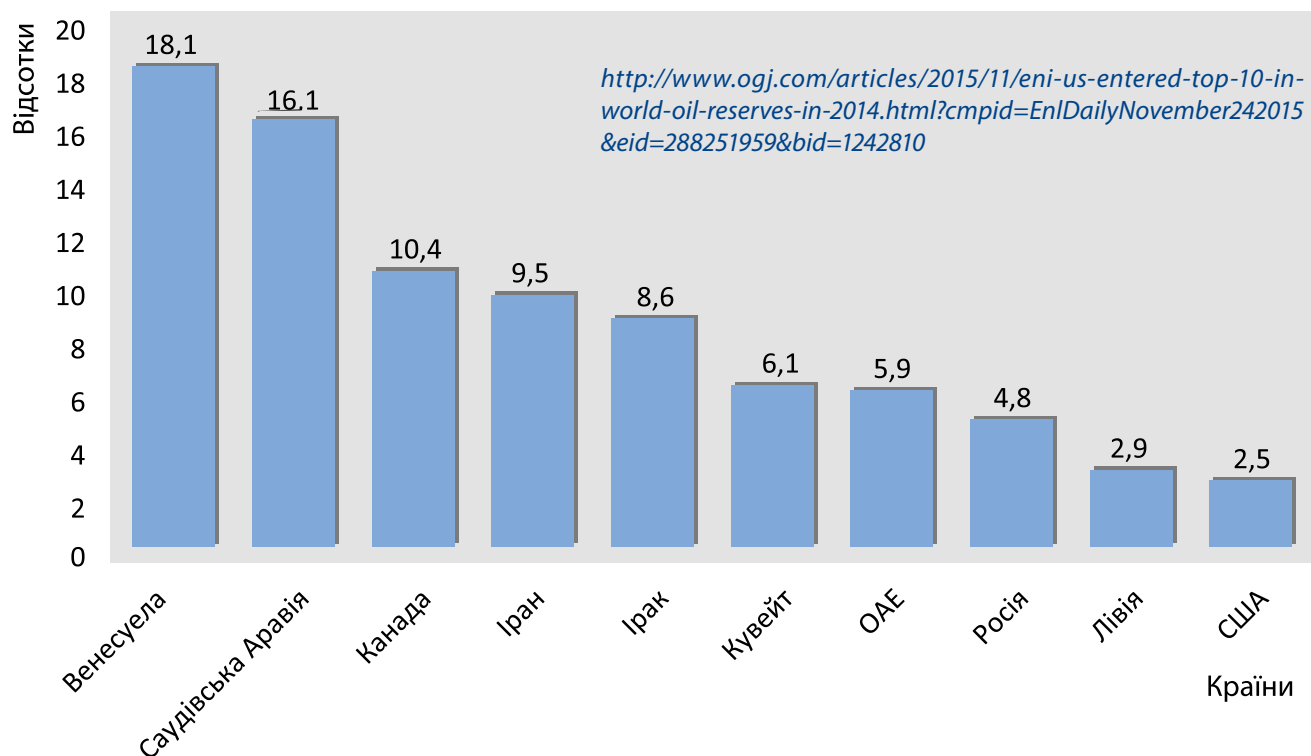
Однією із важливих складових цих стратегічних напрямів стало розроблення Національною компанією «Нафтогаз України» річного звіту за 2014 рік, в основі якого не лише обговорення результатів діяльності Нафтогазу за звітний період, а й визначення його місця в загальному контексті реформи газового ринку України. Окрім того, у звіті відображені й зміни у підходах до управління персоналом, нова інформаційна політика Нафтогазу, соціальні ініціативи та прагнення дотримуватися найвищих стандартів промислової та екологічної безпеки.

На сьогодні річний звіт Національної акціонерної

компанії «Нафтогаз України» є сучасним засобом комунікації Компанії з громадськістю. Оприлюднений на сайті Компанії звіт можна знайти за цим посиланням:

<http://www.naftogaz.com/files/Zvity/Naftogaz%20Annual%20Report%202014.pdf>

Світові лідери за запасами нафти (станом на 01.01.2015)



Національна акціонерна компанія «Нафтогаз України»

Головна організація стандартизації в нафтогазовій галузі

ІНФОРМАЦІЙНИЙ БЮЛЕТЕНЬ

Про нові нормативні акти та документи
(НПД) нафтогазової галузі

№ ГОС-НД-3-2015

Позначення та назва НПД	Реквізити наказу про затвердження НПД	Організація - розробник НПД	Розповсюджувачі легітимних копій НПД	Примітка
1	2	3	4	5
ОРГАНІЗАЦІЯ ТА КЕРУВАННЯ ПІДПРИЄМСТВАМИ				
СОУ 09.1-00135390-159:2014 Правила розроблення і затвердження робочих навчальних планів і програм для підготовки, перепідготовки та підвищення кваліфікації робітничих кадрів у системі ПАТ "Укрнафта"	Наказ ПАТ "Укрнафта" від 15.01.2015 №15	НДПІ ПАТ "Укрнафта"	НДПІ ПАТ "Укрнафта"	На заміну: СТУ 320.00135390.133-2002
СОУ 69.1-30019775-165:2015 Інтелектуальна власність. Створення, правова охорона та використання	Наказ ПАТ "Укргазвидобування" від 03.03.2015 №57	УкрНДІгаз – філія ПАТ "Укргазвидобування"	ПАТ "Укргазвидобування"	На заміну: СОУ 74.1-30019775-165:2010
СТАНДАРТИЗАЦІЯ				
ДСТУ 1.1:2015 Національна стандартизація. Стандартизація та суміжні види діяльності. Словник термінів (ISO/IEC Guide 2:2004, MOD)	Наказ ДП "УкрНДНЦ" від 19.08.2015 № 98	ДП "УкрНДНЦ"	ДП "УкрНДНЦ"	Чинний з 20.12.2015 На заміну ДСТУ 1.1:2001
ДСТУ 1.2:2015 Національна стандартизація. Правила проведення робіт з національної стандартизації	Наказ ДП "УкрНДНЦ" від 19.08.2015 № 98	ДП "УкрНДНЦ"	ДП "УкрНДНЦ"	Чинний з 20.12.2015 На заміну ДСТУ 1.2:2003
ДСТУ 1.7:2015 Національна стандартизація. Правила та методи прийняття міжнародних і регіональних нормативних документів (ISO/IEC Guide 21-1:2005, NEQ; ISO/IEC Guide 21-2:2005, NEQ)	Наказ ДП "УкрНДНЦ" від 19.08.2015 № 98	ДП "УкрНДНЦ"	ДП "УкрНДНЦ"	Чинний з 20.12.2015 На заміну ДСТУ 1.7:2001
ВИДОБУВАННЯ ВУГЛЕВОДНІВ ТА ПОВ'ЯЗАНІ З НИМ ПОСЛУГИ				
СОУ 09.1-00135390-046:2014 Свердловини на нафту і газ. Хімічна депарафінізація привибійної зони пласта та нафтопромислового обладнання	Наказ ПАТ "Укрнафта" від 22.12.2014 № 667	НДПІ ПАТ "Укрнафта"	НДПІ ПАТ "Укрнафта"	На заміну: СОУ 11.1-00135390-046:2007
СОУ 09.1-30019775-056:2015 Свердловини на нафту і газ. Монтаж і експлуатація противибийного обладнання при проведенні капітального ремонту свердловин	Наказ ПАТ "Укргазвидобування" від 23.04.2015 № 134	УкрНДІгаз – філія ПАТ "Укргазвидобування"	ПАТ "Укргазвидобування"	На заміну: СОУ 11.2-30019775-056:2005
ВУГЛЕВОДНЕВА СИРОВИНА ТА ПРОДУКЦІЯ				
ДСТУ 7721:2015 Газоподібне паливо. Біогаз. Технічні вимоги та методи контролювання	Наказ ДП "УкрНДНЦ" від 28.05.2015 № 45	Інститут відновлюваної енергетики НАН України	ДП "УкрНДНЦ"	Чинний з 01.08.2016 Вперше
ДСТУ 8350:2015 Нафта сира. Визначення розподілу меж температур кипіння методом газової хроматографії	Наказ ДП "УкрНДНЦ" від 21.08.2015 № 101	ДП "УкрНДНЦ" «МАСМА»	ДП "УкрНДНЦ"	Чинний з 01.07.2017 Вперше
ДСТУ ISO 6326-1:2015 Природний газ. Визначення сполук сірки. Частина 1. Загальні положення (ISO 6326-1:2007, IDT)	Наказ ДП "УкрНДНЦ" від 21.08.2015 № 101	ДП "Укрметртест-стандарт"	ДП "УкрНДНЦ"	Чинний з 01.07.2017 Вперше
ДСТУ ISO 6326-3:2015 Природний газ. Визначення сполук сірки. Частина 3. Визначення сірководню, меркантильної сірки та карбонільсульфідної сірки потенціометричним методом (ISO 6326-3:1989, IDT)	Наказ ДП "УкрНДНЦ" від 21.08.2015 № 101	ДП "Укрметртест-стандарт"	ДП "УкрНДНЦ"	Чинний з 01.07.2017 Вперше
ДСТУ ISO 6326-5:2015 Природний газ. Визначення сполук сірки. Частина 5. Метод спалювання за Лінгенером (ISO 6326-5:1989, IDT)	Наказ ДП "УкрНДНЦ" від 21.08.2015 № 101	ДП "Укрметртест-стандарт"	ДП "УкрНДНЦ"	Чинний з 01.07.2017 Вперше
ДСТУ ISO 10723:2015 Природний газ. Оцінювання робочих характеристик аналітичних систем (ISO 10723:2012, IDT)	Наказ ДП "УкрНДНЦ" від 22.06.2015 № 61		ДП "УкрНДНЦ"	Чинний з 01.09.2016 На заміну ДСТУ EN ISO 10723:2014
ДСТУ ISO 13443:2015 Природний газ. Стандартні умови (ISO 13443:1996, IDT)	Наказ ДП "УкрНДНЦ" від 22.06.2015 № 61		ДП "УкрНДНЦ"	Чинний з 01.09.2016 Вперше

Позначення та назва НПД	Реквізити наказу про затвердження НПД	Організація - розробник НПД	Розповсюджувачі легітимних копій НПД	Примітка
1	2	3	4	5
ДСТУ ISO 13686:2015 Природний газ. Показники якості (ISO 13686:2013, IDT)	Наказ ДП "УкрНДНЦ" від 22.06.2015 № 61		ДП "УкрНДНЦ"	Чинний з 01.09.2016 Вперше
ДСТУ ISO 13734:2015 Природний газ. Органічні сполуки, які використовують як одоранти. Вимоги та методи випробування (ISO 13734:2013, IDT)	Наказ ДП "УкрНДНЦ" від 21.08.2015 № 101	ДП "Укрметртест-стандарт"	ДП "УкрНДНЦ"	Чинний з 01.07.2017 Вперше
ДСТУ ISO 19739:2015 Природний газ. Визначення сполук сірки методом газової хроматографії (ISO 19739:2004 Cor1:2009, IDT)	Наказ ДП "УкрНДНЦ" від 21.08.2015 № 101	ДП "Укрметртест-стандарт"	ДП "УкрНДНЦ"	Чинний з 01.07.2017 Вперше
ДСТУ ISO/TR 16922:2015 Природний газ. Одоровання. Загальні вимоги (ISO/TR 16922:2013, IDT)	Наказ ДП "УкрНДНЦ" від 21.08.2015 № 101	ДП "Укрметртест-стандарт"	ДП "УкрНДНЦ"	Чинний з 01.07.2017 Вперше
ТРАНСПОРТУВАННЯ ВУГЛЕВОДНІВ, ТРУБОПРОВОДИ МАГІСТРАЛЬНІ, ПРОМИСЛОВІ				
СОУ 09.1-00135390-034:2015 Свердловини на нафту і газ. Інгібіторний захист від корозії трубопроводів та нафтопромислового обладнання	Наказ ПАТ "Укрнафта" від 22.05.2015 № 171	НДПІ ПАТ "Укрнафта"	НДПІ ПАТ "Укрнафта"	На заміну: СОУ 11.1-00135390-034:2006
ДСТУ 7703:2015 Магістральні нафтопроводи. Захист резервуарів протикорозійний. Загальні технічні вимоги	Наказ ДП "УкрНДНЦ" від 28.05.2015 № 45	Фізико-механічний інститут ім. Г.В. Карпенка НАНУ	ДП "УкрНДНЦ"	Чинний з 01.08.2016 Вперше
СОУ 09.1-00135390-149:2014 Нафтова і газова промисловість. Правила експлуатації трубчатих підігрівачів	Наказ ПАТ "Укрнафта" від 31.03.2015 № 92	НДПІ ПАТ "Укрнафта"	НДПІ ПАТ "Укрнафта"	
РЕМОНТ І ТЕХНІЧНЕ ОБСЛУГОВУВАННЯ МАШИН ТА УСТАТКОВАННЯ				
СОУ 09.1-30019775-241:2014 Свердловини на нафту і газ. Обладнання противикидне для капітального ремонту свердловин. Технічне діагностування	Наказ ПАТ "Укргазвидобування" від 16.01.2015 № 11	УкрНДІгаз – філія ПАТ "Укргазвидобування"	ПАТ "Укргазвидобування"	
СОУ 09.1-30019775-242:2015 Технічне обслуговування і ремонт техніки. Ремонт коробки гідравлічної бурового насоса УНБТ-950. Технічні умови	Наказ ПАТ "Укргазвидобування" від 06.04.2015 № 111	ГПУ "Шебелинкагаз-видобування" - філія ПАТ "Укргазвидобування" ТК 133 "Газ природний"	ПАТ "Укргазвидобування"	
СОУ 09.1-30019775-243:2015 Технічне обслуговування і ремонт техніки. Ремонт газового сепаратора ГБ-18. Технічні умови	Наказ ПАТ "Укргазвидобування" від 06.04.2015 № 111	ГПУ "Шебелинкагаз-видобування" - філія ПАТ "Укргазвидобування" ТК 133 "Газ природний"	ПАТ "Укргазвидобування"	
СОУ 49.5-31570412-027:2015 Магістральні нафтопроводи. Нафтоперекачувальні станції, морські термінали. Технічний огляд, експертне обстеження технологічного устаткування і трубопроводів. Методи та методики	Наказ ПАТ "Укртранснафта" від 27.07.2015 № 136	Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Фізико-механічний інститут ім. Г.В. Карпенка НАН України	ПАТ "Укртранснафта"	На заміну: СОУ 60.3-31570412-027:2007
СОУ 09.1-00135390-161:2015 Свердловини на нафту і газ. Порядок організації і виконання робіт капітального ремонту свердловин та внутрішньосвердловинного обладнання з бурових верстатів "Уролмаш-3Д" та "Уролмаш-4Е" силами УБР та оцінки їх вартості	Наказ ПАТ "Укрнафта" від 03.08.2015 № 283	НДПІ ПАТ "Укрнафта"	НДПІ ПАТ "Укрнафта"	
НОРМИ ТА НОРМАТИВИ				
СОУ 09.1-00135390-076:2014 Нафтова і газова промисловість. Розроблення норм витрат матеріально-технічних ресурсів у ПАТ "Укрнафта"	Наказ ПАТ "Укрнафта" від 30.01.2015 № 30	НДПІ ПАТ "Укрнафта"	НДПІ ПАТ "Укрнафта"	На заміну: СОУ 11.1-00135390-076:2008
СОУ 09.1-30019775-202:2015 Газ горючий природний та конденсат газовий нестабільний. Розрахунок кількості, необхідної для виробництва пропан-бутану автомобільного, суміші пропану технічного і бутану технічного, широкої фракції легких вуглеводнів, деетанпропанобутанізованого конденсату на об'єктах ГПУ "Полтавагазвидобування"	Наказ ПАТ "Укргазвидобування" від 08.06.2015 № 195	УкрНДІгаз – філія ПАТ "Укргазвидобування"	ПАТ "Укргазвидобування"	На заміну: СОУ 09.1-300019775-202:2012
СОУ 09.1-30019775-244:2015 Видобування та підготовка природного газу. Методика нормування витрат діетиленгліколю на установках осушки газу	Наказ ПАТ "Укргазвидобування" від 18.06.2015 № 205	УкрНДІгаз – філія ПАТ "Укргазвидобування"	ПАТ "Укргазвидобування"	
ВИМІРЮВАННЯ ТА ЗАСОБИ ВИМІРЮВАННЯ				
СОУ 09.1-00135390-147:2014 Метрологія. Методика визначення вимірювань маси рідини на тензоговній установці	Наказ ПАТ "Укрнафта" від 20.02.2015 № 54	НДПІ ПАТ "Укрнафта"	НДПІ ПАТ "Укрнафта"	На заміну: 311881А-MBB

Позначення та назва НПД	Реквізити наказу про затвердження НПД	Організація - розробник НПД	Розповсюджувачі легітимних копій НПД	Примітка
1	2	3	4	5
СОУ 09.1-00135390-060:2015 Свердловини на нафту і газ. Визначення коефіцієнта коригування (паркового) обсягів видобутку нафти та конденсату в НГВУ "Чернігівнафтогаз"	Наказ ПАТ "Укрнафта" від 30.04.2015 № 129	НДПІ ПАТ "Укрнафта"	НДПІ ПАТ "Укрнафта"	На заміну: СОУ 11.1-00135390-060:2007
СОУ 09.1-00135390-139:2015 Свердловини на нафту і газ. Методика виконання вимірювань маси скрапленого вуглеводневого газу в резервуарах Гнідинцівського ГПЗ	Наказ ПАТ "Укрнафта" від 03.08.2015 № 282	НДПІ ПАТ "Укрнафта"	НДПІ ПАТ "Укрнафта"	
СОУ 09.1-30019775-240:2014 Конденсат газовий нестабільний. Визначення компонентно-групового складу хроматографічним методом	Наказ ПАТ "Укрнафта" від 16.01.2015 № 8	УкрНДІгаз – філія ПАТ "Укрнафта"	ПАТ "Укрнафта"	
ДСТУ 3214:2015 Метрологія. Державна повірочна схема для засобів вимірювання вмісту компонентів у газових свердловинах	Наказ ДП "УкрНДНЦ" від 28.05.2015 № 45	ННЦ "Інститут метрології"	ДП "УкрНДНЦ"	Чинний з 01.01.2016 На заміну ДСТУ 3214-2003
ДСТУ 3383:2015 Метрологія. Державна повірочна схема для засобів вимірювання об'єму та об'ємної витрати газу	Наказ ДП "УкрНДНЦ" від 28.05.2015 № 45	ННЦ "Інститут метрології"	ДП "УкрНДНЦ"	Чинний з 01.01.2016 На заміну ДСТУ 3383:2007
ДСТУ 3388:2015 Метрологія. Державна повірочна схема для засобів вимірювання абсолютного тиску в діапазоні від 1×10^{-3} Па до 1×10^5 Па	Наказ ДП "УкрНДНЦ" від 28.05.2015 № 45	ННЦ "Інститут метрології"	ДП "УкрНДНЦ"	Чинний з 01.01.2016 На заміну ДСТУ 3388-96
ДСТУ 3496:2015 Метрологія. Державна повірочна схема для засобів вимірювання абсолютного тиску в діапазоні від $2,7 \times 10^2$ Па до 4×10^5 Па	Наказ ДП "УкрНДНЦ" від 28.05.2015 № 45	ННЦ "Інститут метрології"	ДП "УкрНДНЦ"	Чинний з 01.01.2016 На заміну ДСТУ 3496-97
ДСТУ 3497:2015 Метрологія. Державна повірочна схема для засобів вимірювання рівня рідини	Наказ ДП "УкрНДНЦ" від 28.05.2015 № 45	ННЦ "Інститут метрології"	ДП "УкрНДНЦ"	Чинний з 01.01.2016 На заміну ДСТУ 3497-97
ДСТУ 3741:2015 Метрологія. Державна повірочна схема для засобів вимірювання довжини	Наказ ДП "УкрНДНЦ" від 28.05.2015 № 45	ННЦ "Інститут метрології"	ДП "УкрНДНЦ"	Чинний з 01.01.2016 На заміну ДСТУ 3741-98
ДСТУ 7679:2015 Метрологія. Державна повірочна схема для засобів вимірювання вологості газів	Наказ ДП "УкрНДНЦ" від 28.05.2015 № 45	ННЦ "Інститут метрології"	ДП "УкрНДНЦ"	Чинний з 01.01.2016 Вперше Зі скасуванням в Україні ГОСТ 8.547-86
ДСТУ 7690:2015 Метрологія. Неавтоматичні зважувальні прилади. Методика повірки (калібрування)	Наказ ДП "УкрНДНЦ" від 28.05.2015 № 45	ННЦ "Інститут метрології"	ДП "УкрНДНЦ"	Чинний з 01.08.2016 Вперше Зі скасуванням в Україні ГОСТ 8.453-82
ОХОРОНА ДОВКІЛЛЯ				
ДСТУ 7705:2015 Захист довкілля. Рекультивація земель. Терміни та визначення понять	Наказ ДП "УкрНДНЦ" від 28.05.2015 № 45	Національний університет біоресурсів і природокористування України	ДП "УкрНДНЦ"	Чинний з 01.08.2016 Вперше
ПРОМИСЛОВА БЕЗПЕКА ТА ОХОРОНА ПРАЦІ				
ДСТУ ISO 39001:2015 Система управління безпекою дорожнього руху. Вимоги та настанова щодо застосування (ISO 39001:2012, IDT)	Наказ ДП "УкрНДНЦ" від 21.08.2015 № 101	ДП "ДЕРЖАВТРАНСПРОЕКТ"	ДП "УкрНДНЦ"	Чинний з 01.07.2017 Вперше
ДСТУ OHSAS 18002:2015 Система управління гігієною та безпекою праці. Основні принципи виконання вимог OHSAS 18002:2007 (OHSAS 18002:2008, IDT)	Наказ ДП "УкрНДНЦ" від 22.06.2015 № 61		ДП "УкрНДНЦ"	Чинний з 01.04.2017 Вперше
ДСТУ 7738:2015 Безпека екологічна та техногенна. Терміни та визначення понять	Наказ ДП "УкрНДНЦ" від 22.06.2015 № 61		ДП "УкрНДНЦ"	Чинний з 01.01.2016 Вперше
ІНФОРМАЦІЙНІ ТЕХНОЛОГІЇ				
ДСТУ 7731:2015 Інформаційні технології. Методи захисту. Основні положення щодо забезпечення невтручання в особисте життя	Наказ ДП "УкрНДНЦ" від 22.06.2015 № 61		ДП "УкрНДНЦ"	Чинний з 01.01.2016 Вперше

Цей Інформаційний бюлетень підготовлено Національною акціонерною компанією "Нафтогаз України" – головною організацією стандартизації в нафтогазовому комплексі, на підставі офіційних даних, станом на 30.09.2015, і є доповненням до Інформаційного бюлетеня № ГОС-НД-2-2015 "Про нові нормативні акти та документи нафтогазового комплексу".

Управління науково-технічної політики

ПАТ "Національна акціонерна компанія "Нафтогаз України"

Адреса: 01001, м. Київ, вул. Б. Хмельницького, 6

тел. 586-35-92, факс 594-78-76

XVIII Міжнародний форум нафтогазової промисловості «Нафта та газ 2015»

Із 21 по 23 жовтня цього року у виставковому центрі AKKO Інтернешнл, що у Києві, на проспекті Перемоги 40-Б, відбувся XVIII Міжнародний форум нафтогазової промисловості «Нафта та газ 2015». Організаторами заходу виступили Міністерство енергетики та вугільної промисловості України, Національна акціонерна компанія «Нафтогаз України» та виставкова компанія «АККО Інтернешнл».

У урочистій церемонії відкриття форуму, яка відбулася 21 жовтня, узяли участь заступник Міністра енергетики та вугільної промисловості України Ігор Діденко та керівник проектів та програм у сфері науково-технічної діяльності Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України» Олександр Ковалко.

У вітальному слові до учасників форуму Ігор Миколайович Діденко наголосив на провідній ролі нафтогазової галузі у зміцненні енергетичної незалежності української держави та зазначив, що мета цьогогорічної виставки спрямована на об'єднання спільних зусиль задля реалізації першочергових завдань державних програм реформування галузі.

Керівник проектів та програм у сфері науково-технічної діяльності Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України» Олександр Ковалко, вітаючи учасників та гостей форуму, зазначив, що український нафтогазовий форум сприяє встановленню і розвитку ділових контактів між компаніями, які пра-

цюють на світовому нафтогазовому ринку.

Цього року у міжнародній виставці узяли участь близько 50 компаній та підприємств. На експозиціях відвідувачі могли ознайомитися з сучасним обладнанням та новітніми технологіями для розвідки, видобування, транспортування та переробки вуглеводнів, із приладами та устаткуванням для обліку і контролю енергоносіїв, автоматизованими системами управління технологічними процесами, комплексними оперативними системами управління підприємствами, програмним забезпеченням, інноваційними проектами будівництва об'єктів нафтогазового комплексу, із засобами безпеки і спеціалізованими послугами тощо.

лексні системи управління підприємствами, останні наукові розробки.

У рамках форуму 22 жовтня у конференц-залі виставкового комплексу відбувся круглий стіл «Єдність та достовірність вимірювання кількості та якості природного газу в Україні», у ході якого заслухано понад 20 доповідей та інформативних повідомлень щодо комплексного покращення достовірності приладового обліку природного газу, створення системи метрологічного забезпечення витратометрії природного газу на еталонних засобах в умовах, близьких до робочих, вимірювання багатозначних потоків вуглеводнів, впровадження положень Законів України «Про забезпечення комерційного обліку природного газу»



Широко було представлено інтелектуальну складову галузі – автоматизовані системи управління технологічними процесами, комп-

і «Про метрологію та метрологічну діяльність», засоби захисту вузлів обліку природного газу від несанкціонованого втручання тощо.

Семінар-нарада «Облік природного газу та метрологія»



21–24 вересня у м. Одеса відбувся семінар-нарада «Облік природного газу та метрологія», у ході якої було розглянуто основні аспекти Закону України «Про за-

безпечення комерційного обліку природного газу», правила приладового обліку газу, заходи щодо впровадження обліку природного газу, технологічні аспекти експлуатації деяких промислових лічильників газу, приладовий облік багатозначних потоків вуглеводнів, запобігання несанкціонованого втручання в роботу вузлів обліку природного газу, досвід запровадження будинкових вузлів обліку природного газу, досвід побудови автоматизованих систем збору інформації з лічильників природного газу тощо. Під час семінару проведено демонстрацію роботи хроматографа 7890B Agilent.



Шановні друзі!

Щиро вітаю вас із Новим 2015 роком та Різдвом Христовим!
Бажаю вам та вашим родинам передусім миру та злагоди,
міцного здоров'я, благополуччя, творчих успіхів та натхнення!
Нехай Новий рік подарує вам впевненість у завтрашньому
дні, принесе радість від спілкування з рідними і близькими,
відкриє нові горизонти і перспективи для розквіту наукового
потенціалу нафтогазової галузі України.
Хай новий і усі подальші роки будуть багаті на любов,
доброту, взаєморозуміння!
З повагою,

Євстахій Крижанівський



Індекс 74332