

Нафтогазова галузь України

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

4/2013



Oil & gas industry of Ukraine

Ефективність сучасних технологій вторинного розкриття продуктивних горизонтів і шляхи її підвищення

Гошовський С.В.,
Войтенко Ю.І., Сорокін П.О.

Про концепцію підземного зберігання газу в Україні

Сторчак С.О.,
Заєць В.О., Савків Б.П.

Утилізація теплоти викидних газів газотурбінних установок ГПА магістральних газопроводів

Редько А.О.,
Редько О.Ф., Компан А.І.

XI Міжнародний форум «Паливно-енергетичний комплекс України: сьогодення і майбутнє»

24–26 вересня 2013 року у Міжнародному виставковому центрі (м. Київ) під патронатом Кабінету Міністрів України та Комітету Верховної Ради України з питань паливно-енергетичного комплексу, ядерної політики та ядерної безпеки відбувся XI Міжнародний форум «Паливно-енергетичний комплекс України: сьогодення і майбутнє». Його організаторами виступили Міністерство енергетики та вугільної промисловості України, Міжнародний виставковий центр.

Форум – це унікальна можливість поспілкуватися з керівниками профільних міністерств і відомств, топ-менеджерами державних енергетичних компаній, директорами підприємств енергетичної та електротехнічної індустрії, провідними фахівцями галузі, професійними експертами та аналітиками, стратегічними інвесторами і фінансистами, керівниками про-



мислових підприємств різних галузей, фахівцями інжинірингових, проектних, науково-дослідних і монтажних організацій.

Основна мета заходу:

сприяння реалізації Енергетичної стратегії України до 2030 року для забезпечення надійного й ефективного функціонування енергосистеми країни, енергетичної незалежності та безпеки держави;

демонстрація досягнень у паливно-енергетичному комплексі, націлених на модернізацію енергетичної інфраструктури, її технологічний, організаційний, нормативно-правовий та науковий розвиток;

створення ефективного майданчика для щорічних зустрічей енергетичного співтовариства, реалізації нових проектів, ознайомлення зі світовими тенденціями і перспективами розвитку енергетики, плідного діалогу бізнесу і влади.



Назва видання

Нафтогазова галузь України

Науково-виробничий журнал
Виходить один раз на два місяці

Співзасновники
Національна акціонерна компанія
«Нафтогаз України»
Івано-Франківський національний
технічний університет нафти і газу

Головний редактор
Бакулін Є.М.

4/2013

(4) липень-серпень

Індекс 74332

Тираж 1000 примірників

Ціна згідно з Каталогом видань України 22,63 грн

Адреса видавця та редакції
01001, Київ-1, вул. Богдана Хмельницького, 6
Телефони: (044) 586 3681, 586 3683
Факс: 594 7669
E-mail: journal@naftogaz.net
www.naftogaz.com/naftogaz_galuz

Адреса друкарні
ТзОВ «Компанія Імперіал Груп»
м. Львів, 79000, а/с 6104
Тел.: (032) 290 1580, (063) 122 2625
E-mail: imperial@mail.lviv.ua

ЗАРЕЄСТРОВАНО
в Міністерстві юстиції України.
Свідоцтво про державну реєстрацію
друкованого засобу масової інформації
серії КВ №19813-9613Р від 09.04.2013 р.

Видавець

НАЦІОНАЛЬНА АКЦІОНЕРНА КОМПАНІЯ
НАФТОГАЗ
У К Р А Ї Н И



NATIONAL JOINT-STOCK COMPANY
NAFTOGAZ
OF UKRAINE

Журнал реферується University of Tulsa (USA)
і ВИНІТИ РАН (Росія)

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

ГЕОЛОГІЯ НАФТИ І ГАЗУ

ПРОКОПІВ В.Й., ПІТОНЯ В.А., ПРИДАЧИНА О.М.

Експрес-метод визначення зон залишкових запасів нафти на пізній стадії розробки
покладів 3

БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН

КУСТУРОВА О.В., ШЕВЧЕНКО Р.О., ЖУГАН О.А., ЛЯМЕНКОВ С.В.

Змашувальні домішки в бурінні та методики їх дослідження 7

КУНЦЯК Я.В., ЛУБАН Ю.В., ЛУБАН С.В., КУЛИК Я.І.

До питання кольматції проникних пластів під час використання безглинистих
промивальних рідин 10

ВИДОБУВАННЯ НАФТИ І ГАЗУ

МИСЛЮК М.А., ПЕТРУНЯК В.Я.

До використання статистичних оцінок параметрів продуктивних пластів за кри-
вими відновлювання тиску 15

РУДИЙ С.М., КАЧМАР Ю.Д., РУДИЙ М.І.

Взаємодія силікатних порід із глинокислотними розчинами в термобаричних умо-
вах пласта. Ч.ІІ. Механізм розчинення компонентів породи 19

ГОШОВСЬКИЙ С.В., ВОЙТЕНКО Ю.І., СОРОКІН П.О.

Ефективність сучасних технологій вторинного розкриття продуктивних горизон-
тів і шляхи її підвищення 25

ТРАНСПОРТУВАННЯ ТА ЗБЕРІГАННЯ НАФТИ І ГАЗУ

СТОРЧАК С.О., ЗАЄЦЬ В.О., САВКІВ Б.П.

Про концепцію підземного зберігання газу в Україні 28

БІЛОБРАН Б.С., ДЗЮБИК А.Р., ЯНОВСЬКИЙ С.Р.

Вплив монтажного пружного згину на напружено-деформований стан надземних
переходів магістральних нафтопроводів у горах 30

ПРИТУЛА Н.М., ГРИНІВ О.Д., ВЕЧЕРІК Р.Л., БОЙКО Р.В.

Заміщення буферного газу азотом у пластах газосховища (моделі, методи, числові
експерименти) 34

ДАЦЮК А.В., ОСІНЧУК З.П.

Підземні газосховища як важливий чинник забезпечення споживачів України газом у
надзвичайних ситуаціях 42

НЕТРАДИЦІЙНІ ТЕХНОЛОГІЇ ТА ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ

РЕДЬКО А.О., РЕДЬКО О.Ф., КОМПАН А.І.

Утилізація теплоти викидних газів газотурбінних установок ГПА магістральних
газопроводів 45

НА ПІДПРИЄМСТВАХ ГАЛУЗІ

ШВИДКИЙ О.А., ДОВЖОК Т.Є., ГРИШАНЕНКО В.П., ХОМИК П.М.

ДП «Науканафтогаз»: 10-річний шлях від регіональних досліджень до відкриття ро-
довищ нафти і газу 49

ПРОФЕСІОНАЛИ ГАЛУЗІ

Скляр В.Т. 41

Інформація 9, 24

OIL AND GAS GEOLOGY

PROKOPIV V.Y., PITONIA V.A., PRYDACHYNA O.M.

Express method for determining the areas of residual oil reserves at a late stage of development 3

WELL DRILLING

KUSTUROVA O.V., SHEVCHENKO R.O., ZHUHAN O.A., LIAMENKOV S.V.

Lubricating additives in drilling and methods of their research 7

KUNTSIAK Ya.V., LUBAN Yu.V., LUBAN S.V., KULYK Ya.I.

Concerning the issue of mudding permeable beds when using clayless drilling fluids 10

OIL AND GAS PRODUCTION

MYSLIUK M.A., PETRUNIAK V.Ya.

Concerning the use of statistical estimates of productive bed parameters using pressure recovery curves 15

RUDYI S.M., KACHMAR Yu.D., RUDYI M.I.

*Interaction of silicate rocks with acid-cut clay muds under pt conditions in the reservoir. Part 2.**The mechanism of formation component dissolution* 19

HOSHOVSKYI S.V., VOITENKO Yu.I., SOROKIN P.O.

Effectiveness of the state-of-the-art technologies of secondary penetration of productive horizons and ways to improve it 25

OIL AND GAS TRANSPORTATION AND STORAGE

STORCHAK S.O., ZAYETS V.O., SAVKIV B.P.

About the concept of underground gas storage in Ukraine 28

BILOBRAN B.S., DZIUBYK A.R., YANOVSKYI S.R.

Influence of the installation elastic bending on the stress-strain state of the pipeline aboveground passages in the mountains 30

PRYTULA N.M., HRYNIV O.D., VECHERIK R.L., BOIKO R.V.

Replacement of buffer gas by nitrogen in gas storage reservoirs (models, methods, numerical experiments) 34

DATSIUK A.V., OSINCHUK Z.P.

Underground gas storage facilities as an important factor of providing consumers in Ukraine with gas in emergency situations 42

UNCONVENTIONAL TECHNOLOGIES AND ENERGY EFFICIENCY

REDKO A.O., REDKO O.F., KOMPAN A.I.

Gas turbine exhaust-gas heat utilization of main gas pipeline gas-compressor units 45

AT THE BRANCH ENTERPRISES

SHVYDKYI O.A., DOVZHOK T.Ye., HRYSHANENKO V.P., KHOMYK P.M.

SE «Naukanafotgaz»: 10 years path from regional research to discovery of oil and gas fields 49

INDUSTRY EXPERTS

Skliar V.T. 41*Information* 9, 24

Головний редактор

Бакулін Євген Миколайович – голова правління Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України»

Заступники головного редактора

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

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

Редакційна колегія

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

Банахевич Юрій Володимирович – д-р техн. наук

Бойченко Сергій Валерійович – д-р техн. наук

Братичак Михайло Миколайович – д-р хім. наук

Бутинець Франц Францович – д-р екон. наук

Варламов Геннадій Борисович – д-р техн. наук

Василюк Володимир Михайлович – канд. техн. наук

Венгерцев Юрій Олександрович – д-р філософії, канд. техн. наук

Вишва Сергій Андрійович – д-р геол. наук

Витвицький Ярослав Степанович – д-р екон. наук

Гінзбург Михайло Давидович – д-р техн. наук

Гладун Василь Васильович – д-р геол. наук

Гожик Петро Федосійович – д-р геол. наук, академік НАН України

Гораль Ліліана Тарасівна – д-р екон. наук

Горобинський Сергій Вікторович – канд. техн. наук

Грищенко Олександр Іванович – д-р техн. наук, член-кореспондент РАН (Росія)

Грудз Володимир Ярославович – д-р техн. наук, професор

Данилюк Микола Олексійович – д-р екон. наук

Довжок Тетяна Євгенівна – канд. геол. наук

Дорошенко Володимир Михайлович – д-р техн. наук

Драганчук Оксана Теодорівна – д-р техн. наук

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

Зарубін Юрій Олександрович – д-р техн. наук

Зейкан Олександр Юрійович – канд. геол. наук

Карп Ігор Миколайович – д-р техн. наук, академік НАН України

Карпаш Олег Михайлович – д-р техн. наук

Карпенко Олексій Миколайович – д-р геол. наук

Кісіль Ігор Степанович – д-р техн. наук

Коболев Володимир Павлович – д-р геол. наук

Колбушкін Юрій Петрович – д-р екон. наук

Кондрат Роман Михайлович – д-р техн. наук

Красножон Михайло Дмитрович – д-р геол. наук

Куровець Ігор Миколайович – канд. геол.-мінерал. наук

Лігоцький Микола Володимирович – канд. техн. 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

Орлов Олександр Олександрович – д-р геол.-мінерал. наук

Осінчук Зіновій Петрович – канд. техн. наук

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

Петренко Віктор Павлович – д-р екон. наук

Петровський Олександр Павлович – д-р геол. наук

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

Сторчак Сергій Олександрович – д-р техн. наук

Унігоський Леонід Михайлович – д-р техн. наук

Федоришин Дмитро Дмитрович – д-р геол. наук

Фик Ілля Михайлович – д-р техн. наук

Хомик Павло Миколайович

Чудик Ігор Іванович – д-р техн. наук

Чухліб Анатолій Петрович – канд. екон. наук

Швидкий Едуард Анатолійович – канд. екон. наук

Швидкий Олег Анатолійович

Шевчук Анатолій Степанович – канд. техн. наук

Над номером працювали

Управління науково-технічної політики

Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України»

Сектор організації видання науково-виробничого журналу

Начальник сектору

Т.П. Умущенко

Редактор Н.Г. Ворона

Здано до складання 13.10.2013. Підписано до друку 21.11.2013

Формат 205×285. Папір крейдований. Офсетний друк.

В.Й. Прокопів
канд. геол. наук
В.А. Пітоня
О.М. Придачина
ПАТ «Укрнафта»

Експрес-метод визначення зон залишкових запасів нафти на пізній стадії розробки покладів

УДК 622.276.344

Пропонується експрес-метод для виявлення невикористаних (або мало використаних) зон нафтових покладів на пізній стадії розробки. Метод апробований на прикладі горизонту П-1+2 Гнідинцівського родовища.

Предлагается экспресс-метод для выявления невыработанных (или мало выработанных) зон нефтяных залежей на поздней стадии разработки. Метод апробирован на примере горизонта П-1+2 Гнединцевского месторождения.

Presents the method of rapid analysis to identify wild (or little produced) zones of oil deposits at a late stage of development. The method was tested on the example of horizon P-1+2 Gnidyntsi field.

Більшість нафтових родовищ ПАТ «Укрнафта» перебуває на пізній або завершальній стадії розробки. Родовища характеризуються високим ступенем обводненості продукції. Середня обводненість на більшості із них становить 83–88 %.

Основним ефективним методом розробки нафтових родовищ ПАТ «Укрнафта» є процес підтримки пластового тиску (ППТ) шляхом заводнення, широке застосування якого протягом тривалого часу забезпечувало високі рівні видобутку нафти. У процесі витіснення нафти пластовою та нагнітальною водою залишаються не охоплені дренаванням зони покладів. Важливим завданням є виявлення таких зон для максимального вироблення запасів.

У світовій практиці широкого розповсюдження набули методи гідродинамічного моделювання розробки родовищ, застосування яких дає змогу створювати детальні гідродинамічні моделі з урахуванням більшості факторів, що впливають на процеси розробки. Це дає можливість використовувати весь первинний матеріал, який накопичується на нафтопромислах у результаті документування стану розробки по свердловинах і покладях у цілому.

Для більшості родовищ ПАТ «Укрнафта», які перебувають на пізній стадії і мають тривалу історію розробки, гідродинамічне моделювання зумовлює великі затрати праці і часу та ускладнює процес прийняття оперативних рішень.

Для виконання оперативних завдань є необхідність створити більш спрощені методики, так звані «експрес-методи». Наприклад, для оперативного уточнення місцеположення проектних свердловин чи визначення доцільності переведення свердловин із інших горизонтів. Наявність об'єктивних, але інтегральних показників по свердловинах ускладнює можливість оперативно виконати поставлені завдання.

Для вирішення вищеписаних завдань авторами запропоновано експрес-метод для визначення зон залишкових запасів нафти на пізній або завершальній стадії розробки на основі обмежених вихідних даних інтегрального типу.

Вихідними даними для експрес-методу є накопичені відбори нафти, води і рідини з видобувних свердловин та (за наявності системи ППТ) накопичена закачка води із нагнітальних свердловин. Важливою є наявність інформації про контури продуктивності горизонту, його ефективну нафтонасичену та загальну товщину.

Метод передбачає побудову базових карт за даними накопичених відборів нафти, води, рідини та закачки води зі свердловин.

У подальшому шляхом математичних перетворень для виключення впливу змінної нафтонасиченої товщини колекторів вихідні дані корегуються на товщину колектора і приводяться із об'ємних значень у площинні характеристики.

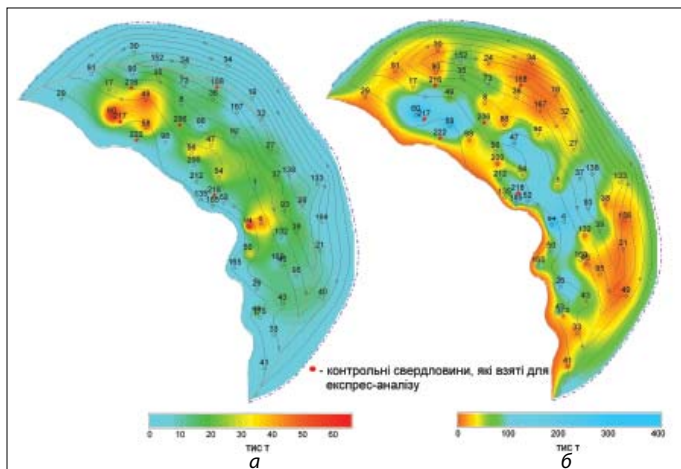


Рис. 1. Карти накопичених відборів: а – нафти, б – рідини

Під час створення карт детального розподілу геологічної інформації на родовищі вуглеводнів складним завданням є розповсюдження по всій площі досліджуваних параметрів горизонту, які визначені в свердловинах. Відповідно, кількість вихідних даних є обмеженою, тому одним із визначальних факторів у процесі їх поширення на об'єкті розробки є оцінка рівномірності розподілу даних та вибір такого методу обробки даних, при якому точність візуалізації вихідної інформації була б найкращою. При цьому завдання полягає у вивченні однорідності та щільності розподілу параметрів, а також логічного зв'язку між ними. Найбільш достовірні результати отримують у ході комплексного вирішення завдання [1, 2].

На першому етапі будують карти розподілу по площі первинних параметрів. На другому етапі застосовують математичні операції як із базовими картами, так і з даними зі свердловин.

Для побудови регулярних сіток (гридів) можна використовувати широкий спектр алгоритмів інтерполяції-екстраполяції даних, але не кожен із методів підходить для вирішення такого завдання. Так, наприклад, побудова ґридів за алгоритмом тонкої мембрани дає можливість моделювати кривизну пласта і простежувати в районі найбільшої кривизни зони тріщинуватості та (ізо досягненням критичних значень геомеханічних напружень) тектонічні порушення. Такі побудови значно точніше відтворюють просторову конфігурацію тонких прошарків геологічної моделі, ніж статистично детерміновані алгоритми Kriging- методу, які використовуються зазвичай.

Одним із визначальних факторів у процесі побудови моделі є геологічно змістовне та диференційоване розповсюдження параметрів по площі.

Для побудови базових сіток було використано модифікований метод Шепарда (*Modified Shepard's Method*) [3, 4], подібний до методу зворотних відстаней (*Inverse Distance to a Power*). Він також використовує зворотні відстані для обчислення вагових коефіцієн-

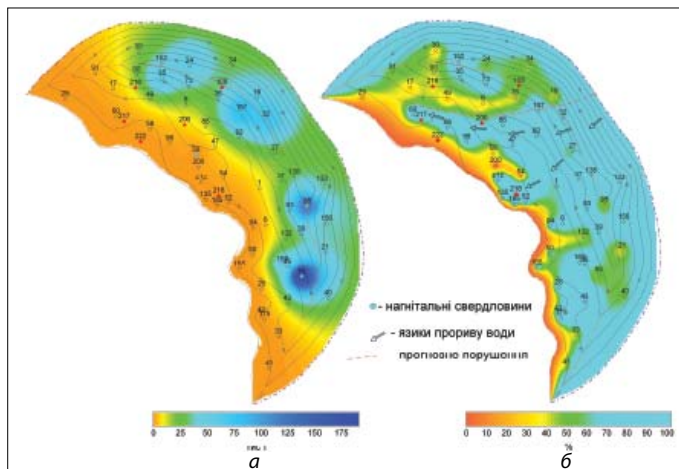


Рис. 2. Карти площинного розподілу: а – нагнітання води по горизонту; б – обводненості горизонту

тів, за допомогою яких зважуються значення експериментальних даних у точках розкриття свердловинами поклада. Відмінність полягає в тому, що під час побудови інтерполяційної функції в локальних областях використовується метод найменших квадратів. Це виключає появу на згенерованій поверхні артефактів типу «бичаче око».

Радіуси впливу повинні бути достатньо великими, щоб об'єднувати свердловини в зони зі сталим режимом видобування, але при цьому і достатньо малим, щоб свердловини однієї зони не впливали на інші зони. Тому саме метод Шепарда дає змогу під час побудови карт задавати одночасно як радіальні, так і локальні радіуси впливу.

Для прикладу проведення експрес-методу з метою оцінки розподілу залишкових запасів нафти вибрано горизонт П-1+2 Гнідинцівського родовища.

Горизонт П-1+2 є літолого-стратиграфічною пасткою, витягнутою в плані у формі півмісяця з півночі на південь. Загальна його товщина змінюється від нуля в західній частині поклада до 70 м – у східній. Горизонт представлений пісковиками, які перешаровані глинами та алевролітами.

Особливістю геологічної будови об'єкта є наявність літологічного виклинювання колекторів у західній приклинній частині структури, що значно ускладнює вироблення запасів у таких зонах унаслідок як погіршення колекторських властивостей, так і суттєвого зменшення його нафтонасичених товщин (2–6 м).

Продуктивна частина горизонту П-1+2 обмежена початковим контуром нафтоносності та лінією літологічного виклинювання колекторів. Водонафтова зона досить широка і займає майже третину поклада.

Розробка горизонту відбувається під час витіснення нафти водою від контура нафтоносності до лінії виклинювання продуктивних пластів. Такий характер витіснення нафти водою створює сприятливі умови для утворення тупикових слабодренуваних зон між лініями виклинювання і першим рядом видобувних сверд-

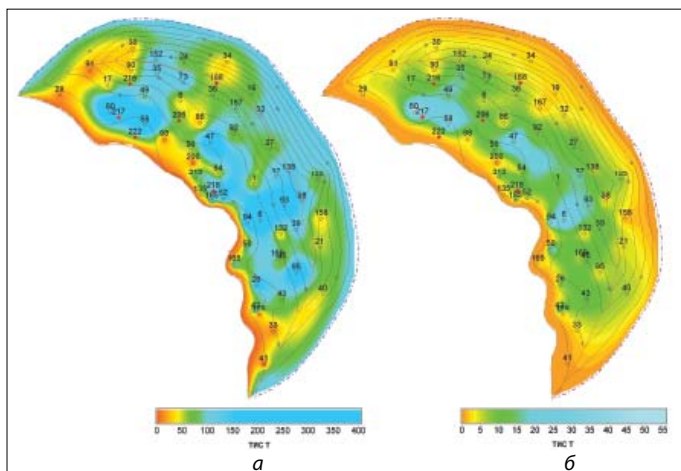


Рис. 3. Карти площинного розподілу: а – об'ємів рухомої рідини; б – накопичених видобутків нафти, витісненої водою

ловин. У таких зонах зосереджені значні залишкові запаси нафти.

На горизонті проводили ППТ шляхом нагнітання води (1974–2001 рр.). Усього горизонт П-1+2 розробляло 57 видобувних і 10 нагнітальних свердловин. Поклад знаходиться на завершальній стадії розробки.

За первинною інформацією побудовані карти накопичених відборів нафти, води та рідини по свердловинах. За даними нагнітання води також побудовано базову карту накопиченої закачки води по свердловинах.

Для всіх базових карт радіальний радіус було вибрано однаковим – 3000 м, а локальні радіуси – залежно від поставленої перед нами мети. Наприклад, для карти накопиченого видобутку нафти і рідини – 100 м (рис. 1, а та б).

Карти закачки води і обводненості горизонту (рис. 2 а і б) будувалися з радіусами 80 м. Еліпс анізотропії потрібно орієнтувати за падінням пласта або від групи нагнітальних свердловин до групи видобувних.

Для створення границь регіонів на картах зони літологічного заміщення колекторів екрануючі порушення оцифровувалися, а значення параметрів на границі приймалися рівними 0. Аналогічно оцифровували зовнішній контур продуктивності, якому залежно від завдань, які вирішувалися, надавали значення 0 або 100 %.

Усі подальші карти побудовано як комбінацію вищезазначених базових карт та приведено до ефективних товщин:

карту об'ємів рухомої рідини (рис. 3, а) розраховували як суму значень карти накопиченого нагнітання води і карти накопичених відборів рідини;

карту накопичених видобутків нафти, що витіснена водою (рис. 3, б), розраховували як добуток двох ґридів – накопиченого видобутку нафти та обводненості;

карту компенсації відборів за рахунок нагнітання води визначали як частку значень карти накопиченого нагнітання до значень карти накопичених відборів рідини, визначену у відсотках (рис. 4, а);

карта залишкової нафтонасиченості – різниця одини-

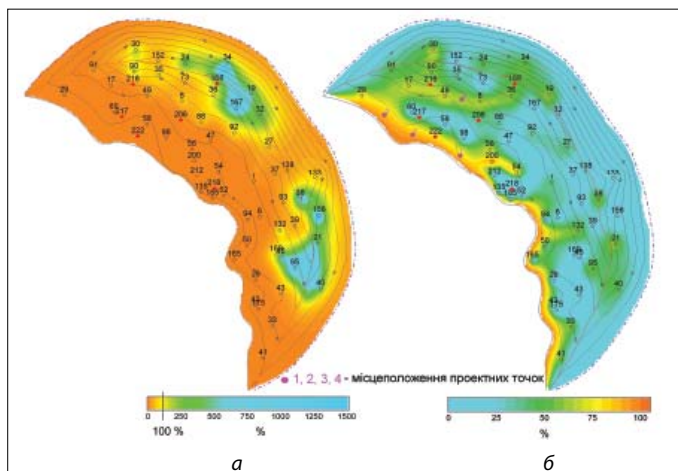


Рис. 4. Карти площинного розподілу: а – компенсації відборів за рахунок нагнітання; б – залишкової нафтонасиченості

ці і частки кількості нафти, що витіснена водою, від накопичених відборів нафти, визначена у відсотках (рис. 4, б).

На горизонті П-1+2 проводили ущільнення сітки шляхом буріння нових свердловин та переведення свердловин із інших горизонтів. У період 2011–2012 рр. уведено в буріння св. 216, 217, 218, 222, а св. 206 переведено з іншого горизонту. Значення відборів нафти, води і рідини по нових свердловинах під час побудови первинних карт розподілу параметрів не враховували.

Розташування та роботу нових свердловин було проаналізовано у зіставленні з визначеними зонами залишкових запасів нафти за експрес-методом.

Св. 206 почала експлуатацію з початковим дебітом нафти 55,3 т/добу, обводненість продукції – 11,4 %. Поточний дебіт нафти становив 17,6 т/добу, обводненість – 77 %. На карті залишкової нафтонасиченості (рис. 4, б) свердловина розташована в зоні з насиченістю 38 % у районі промитої зони (св. 58, 98, 86, 47), що вказує на те, що за короткий термін роботи (кілька місяців) обводненість продукції суттєво зростає.

Св. 216 введено на горизонт із початковим дебітом 18 т/добу нафти та обводненістю продукції – 1,2 %. На кінець року дебіт нафти становив 15,6 т/добу, обводненість – 0,7 %. На рисунку 2, б свердловина знаходиться в зоні низької обводненості, на карті накопичених видобутків нафти, що витіснена водою (див. рис. 3, б), – у зоні незначного витіснення водою. На карті об'ємів рухомої рідини (див. рис. 3, а) свердловина знаходиться на границі інтенсивних флюїдопотоків і рідини, що залишається в статичному стані. Можливо, вона ще дрениє нерухому рідину. На рис. 4, б свердловина розташована в зоні з залишковою нафтонасиченістю – 63 %. Більша половина нафти в дренажній зоні ще залишається в пласті.

Св. 217 почала розробляти горизонт із початковим дебітом нафти 4,7 т/добу, обводненість продукції – 1,6 %. На карті залишкової нафтонасиченості свердловина розташована в зоні з насиченістю 32 % (рис. 4, б) і може дрениувати зону збоку лінії виклинювання, де зосереджені запаси нафти з початковою насиченістю.

Св. 218 введена в експлуатацію з початковим дебітом нафти 8,2 т/добу, обводненість продукції – 94,3 %. Згідно з рис. 2, б, свердловина розташована в зоні високої обводненості (80 %), про що свідчить її фактичне значення. На карті накопичених відборів нафти, що витісна водою (див. рис. 3, б), свердловина знаходиться у заводненій зоні, при чому св. 185 розташована поблизу св. 218, яка виявляється на шляху руху води св. 185 (рис. 2, б).

На рис. 4, б свердловина знаходиться у зоні низької нафтонасиченості (10 %), що добре кореспондує з обводненістю продукції.

Св. 222 введено в експлуатацію з початковим дебітом нафти 17,3 т/добу, обводненість продукції – 0,8 %. Зважаючи на невелику товщину колектору (2 м), свердловина є успішною з-поміж групи контрольних. Фактична обводненість відповідає зоні мінімальної обводненості (рис. 2, б).

На рис. 4 видно, що свердловина працює у зоні за межами області підвищеної рухомості води (район св. 60–58), де прогноуються шляхи прориву законтурної води. На карті залишкової нафтонасиченості (див. рис. 4, б) свердловина розташована в зоні із значенням 78 %, де з боку лінії виклинювання зосереджені запаси нафти з початковою насиченістю.

На картах обводненості горизонту, об'ємів рухомої рідини та залишкової нафтонасиченості прослідковуються зони підвищеного водовмісту, які з'єднуються із законтурною областю та областю інтенсивної закачки води та оцінюються як можливі шляхи міграції води.

У результаті проведеного аналізу на основі розробленої методики побудови та розрахунку вищезначених карт можна зробити висновок, що найбільш проникні ділянки горизонту зосереджені в склепінній частині структури. Погіршення колекторських властивостей спостерігалось на північному і південному закінченнях структури. Зони підвищеної рухомості води корелюють із зонами тріщинуватості в районі розповсюдження за геоморфологічними даними можливих тектонічних порушень. Залишкові запаси нафти зосереджені біля зони літологічного виклинювання колекторів (по лінії св. 29–222–212) та в північно-західній частині покладу (район св. 17–90–49). У цьому трикутнику спостерігаються найменші об'єми рухомої рідини.

Згідно з побудованими картами обводненості горизонту можна зробити припущення, що св. 17, 211, 49, 8, 36 знаходяться на північ від екрануючого порушення, уздовж якого з південної сторони утворився «язик» прориву законтурної води.

Побудовані прогнозні карти добре підтверджуються роботою нових свердловин. Карти залишкової нафтонасиченості, побудовані на основі інтегральних параметрів, дають можливість оперативно приймати рішення під час вибору та обґрунтування місцезоположення проектних свердловин, а також переведення на об'єкт свердловин із інших горизонтів.

На основі проведеного експрес-методу для вибору місцезоположення свердловин із метою ущільнення сітки та відборів залишкових запасів із горизонту П-1+2 пропонуються точки 1–4 (див. рис. 4, б).

Таким чином, апробація експрес-методу для визначення зон залишкових запасів нафти на прикладі горизонту П-1+2 Гнідинцівського родовища підтвердила можливість його використання на нафтових покладах.

Список літератури

1. **Придачина О.М.** Екстраполяція даних при створенні геологічних моделей // Геодинамика, сейсмичность и нефтегазоносность Черноморско-Каспийского региона. – Симферополь, 2005. – С. 180–181.
2. **Придачина О.М.** Нові технології моделювання колекторів як основа гідродинамічної моделі / О.М. Придачина, В.Ю. Філатов // Проблеми нафтогазової промисловості. 36. наук праць. – К.: ДП «Науканафтогаз» НАК «Нафтогаз України», 2006. – Вип. 3. – С. 78–83.
3. **Shepard D.** A two-dimensional interpolation function for irregularly-spaced data // Proc. of the 23 ACM National Conference. – ACM Press, New York, 1968. – Pp. 517–524.
4. **R. Caira.** Shepard-Bernoulli operator / R. Caira, F. Dell'Accio // Mathematics of computation. – 2007. – V. 76. – N. 257. – Pp. 229–321.

Автори статті



Проконів Володимир Йосипович

Директор департаменту буріння та геології ПАТ «Укрнафта», канд геол. наук, член-кореспондент Української нафтогазової академії, член міжнародної геофізичної організації «Ассоциация научно-технического и делового сотрудничества по геофизическим исследованиям и работам в скважинах (АИС)». Закінчив ІФНТУНГ за спеціальністю геофізичні методи пошуку та розвідки. Коло виробничих та наукових інтересів – передові технології пошуку, розвідки та розробки родовищ нафти та газу.

Пітоня Віктор Анатолійович

Начальник відділу оптимізації процесів розробки родовищ управління гідродинамічного моделювання родовищ вуглеводнів ПАТ «Укрнафта». Закінчив ІФНТУНГ за спеціальністю розробка нафтових і газових родовищ. Основні напрями наукових досліджень – оптимізації процесів розробки родовищ нафти і газу; вивчення факторів, що впливають на величину нафтовилучення на завершальній стадії розробки.



Придачина Олена Михайлівна

Заступник начальника відділу геологічного та гідродинамічного моделювання управління гідродинамічного моделювання родовищ вуглеводнів. Закінчила ІФНТУНГ за спеціальністю геофізичні методи пошуку та розвідки. Основні напрями наукових досліджень – прогнозування геологічного розрізу, моделювання колекторів, побудова об'ємних геологічних моделей родовищ вуглеводнів.

О.В. Кустурова

канд. техн. наук

Р.О. Шевченко

канд. техн. наук

О.А. Жуган

УкрНДІгаз

С.В. Ляменков

БУ «Укрбургаз»

Змащувальні домішки в бурінні та методики їх дослідження

УДК 622.24.084.34

У статті наведено аналіз властивостей різних змащувальних домішок, які використовують для обробки бурових розчинів для зменшення витрат сирої нафти та методики їх досліджень.

В статье приведен анализ свойств различных смазочных примесей, используемых для обработки буровых растворов для уменьшения расходов сырой нефти и методики их исследований.

The paper presents an analysis of the properties of various lubricating additives, which are used for treatment of drilling fluids to reduce the consumption of crude oil and methods of research.

Актуальною проблемою бурових підприємств у 2010–2012 рр. став дефіцит у постачанні якісних хімічних реагентів, зокрема змащувальних матеріалів. Протягом останніх 10 років на ринку змащувальних матеріалів для бурових розчинів і технологічних рідин, крім традиційних хімічних реагентів – нафти і графіту, поширені змащувальні домішки на основі модифікації відходів переробки олійно-жирової промисловості (кофосу, гідроффузу): лабрикол, СМД, СМЖ, бурол та інші в Україні і ФК-2000 у Росії. Застосування таких домішок під час буріння давало можливість зменшувати витрати нафти на зниження коефіцієнта тертя кірки (КТК).

Відомо, що нафта як компонент бурових розчинів має ряд корисних функціональних властивостей: інгібування набухання глин, інгібування термічної деструкції, гідрофобізуючі, антипінні, антиоксидантні та антиприхоплювальні властивості. Крім того, нафта – це якісний змащувальний компонент і коьматант у ході розкриття продуктивних горизонтів. Використання нафти у складі рідини для освоєння продуктивних горизонтів знижує міжфазовий натяг і полегшує приток флюїду з пласта [1]. Під час буріння свердловин завглибшки від 2000 м гідрофобізування часток вибуреної породи полегшує очищення розчину і підвищує швидкість буріння.

Корисні властивості нафти обумовлені її хімічним складом: асфальтени (0,2–0,7 %), смолисті речовини (0,4–25,5 %), нафтові кислоти (0,6–2,4 %), бітумні речовини (до 10 %) [2]. Відомо, що іноземні компанії застосовують бітумні реагенти в чистому вигляді під різними торговельними марками (Soltex, Sulphonated Asphalt тощо).

Багатофункціональність нафти дає можливість споруджувати свердловини навіть у разі відсутності реагентів спеціального призначення. Рекомендована концентрація нафти в буровому розчині традиційно становить до 10 %, але існують деякі обмеження з використання нафти під час буріння. Згідно з [3], застосування нафти в складі бурового розчину в інтервалі буріння від 0 до 2000 м заборонено, що потребує застосування змащувальних домішок іншого походження.

Важливим фактором, що впливає на виникнення прихоплень під час буріння свердловин, є ступінь змащувальних властивостей бурового розчину [4]. Тому актуальним є своєчасне визначення якості змащувальних домішок у складі бурових розчинів. Автори статті порівняли існуючі доступні методики визначення змащувальних (антиприхоплювальних) властивостей бурових розчинів.

Загальноприйнято є методика визначення змащувальних властивостей шляхом вимірювання КТК за допомогою приладу КТК-1. Використання КТК-1 дає змогу виміряти кут зсуву тягара (ідентора) з глинистої кірки у градусах. Слід зазначити, що такий параметр, як КТК, вважають малоінформативним, тому що він не дає змоги виразити коефіцієнт тертя у загальноприйнятих величинах, а саме у Н та Па.

Відомою також є методика за стандартом Американського нафтового інституту (АНИ), у якій змащувальні властивості бурових розчинів визначають шляхом вимірювання коефіцієнта тертя пари «метал–метал» під час обертання металевого кільця відносно нерухомого металевого блока. Вона дає змогу змоделювати обертання бурильних труб у свердловині. Результатом до-

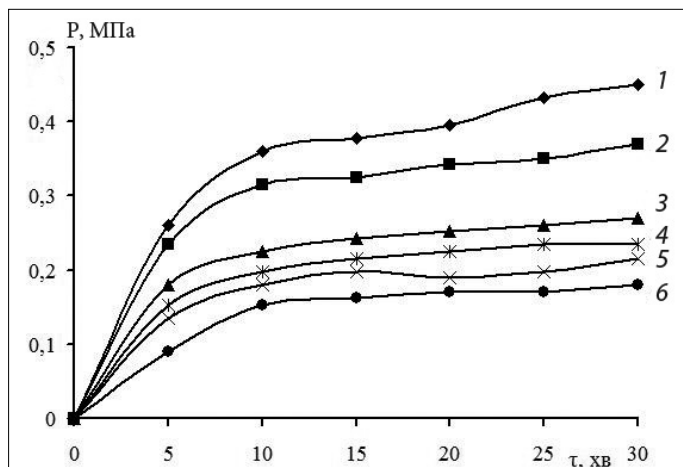


Рис. 1. Залежності статичного напруження зсуву ідентора: із глинистої кірки від часу їх контакту: 1 – модельний глинистий розчин $T = 20-25$ с, $\Phi = 15$ см³, 2 – модельний розчин+1 % графіту, 3 – модельний розчин+3 % лабриколу, 4 – модельний розчин+3 % СМЖ, 5 – модельний розчин+3 % СМД, 6 – модельний розчин+10 % нафти

сліджень є встановлення коефіцієнта змащувальної властивості бурового розчину. Використання методики та приладів, запропонованих АНІ, допомагає визначити ступінь змащувальних властивостей бурового розчину, але не дає змоги змодельювати реальні умови, що виникають у свердловині під час прихоплення бурових труб.

Для дослідження протиприхоплювальних властивостей бурового розчину автори використали методику визначення напруження зсуву у глинистій кірці за перепадів тиску на установці НК-1, розробленій Бакинським приладобудівним заводом. Установка дає можливість вимірювати напруження зсуву ідентора з глинистої кірки, сформованої за перепаду тиску до 5 МПа, що дає змогу моделювати умови, які виникають під час диференційного прихоплення. Застосування НК-1 дає можливість вимірювати статичну фільтрацію бурового розчину, а також рідин, які можуть застосовувати у вигляді «ванн» у разі виникнення прихоплення, під тиском до 50 атм. Окрім того, завдяки НК-1 можна вимірювати товщину глинистої кірки, сформованої впродовж заданого часу, та варіювати тиском та часом, за яких відбувається прилипання ідентора до глинистої кірки. Таким чином, використання установки НК-1 дає змогу найбільш наблизити умови дослідів до реальних умов буріння свердловин.

Слід зазначити, що установка НК-1 має недоліки, а саме: низькі показники фільтрації робочого розчину, що обумовлено недостатньою кількістю перфораційних отворів вузла фільтрування. Цей недолік заважає формуванню глинистої кірки достатньої товщини для прилипання ідентора. Недолік був усунений шляхом нарізання допоміжних циліндричних канавок (за прикладом ВМ-6) на фільтрувальному вузлі, що збільшило показник фільтрації майже вдвічі та допомогло формувати кірку.

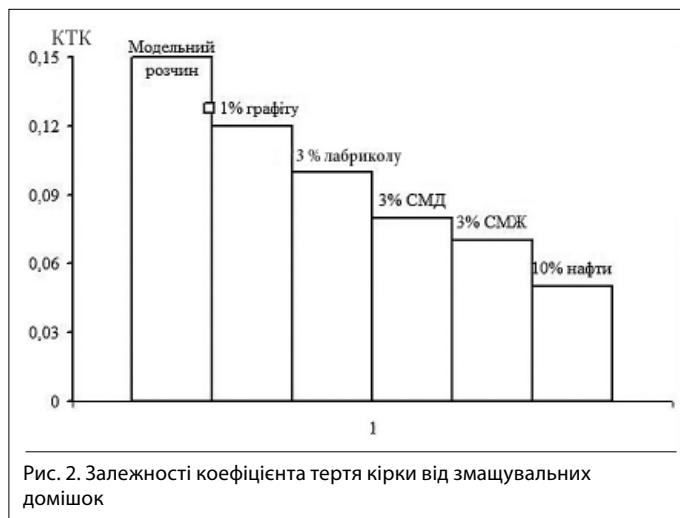


Рис. 2. Залежності коефіцієнта тертя кірки від змащувальних домішок

Методика роботи з установкою НК-1 полягає у такому: 1) готується модельний розчин об'ємом 550–600 см³, до якого у заданому співвідношенні додається змащувальна домішка; 2) заповнюють корпус установки робочим розчином та подають робочий тиск до 5 МПа для утворення глинистої кірки; 3) приводять у контакт глинисту кірку та ідентор; 4) через фіксований проміжок часу проводять зрив ідентора з глинистої кірки.

Використання установки НК-1 дало можливість варіювати тиском фільтрації, тиском та часом, при яких відбувається прилипання ідентора, та тиском, за якого відбувається зсув ідентора з глинистої кірки. У кінцевому результаті момент зриву ідентора фіксується лічильником, показання якого перемножуються на коефіцієнт пружини (у нашому випадку фактичне значення постійної пружини $K = 0,009$ МПа/год), що дає змогу отримати значення статичного напруження зсуву ($P_{н.з.}$) у МПа. Під час проведення досліджень тиск у робочій камері установки ($P_{роб.}$) для утворення глинистої кірки підтримувався від 0,5 до 4 МПа упродовж 30 хв, час знаходження ідентора і глинистої кірки у контакті ($\tau_{конт.}$) варіювався від 5 до 30 хв, тиск, за якого відбувався зсув ідентора ($P_{зсув.}$), сягав від 0 до 4 МПа.

Дослідження, проведені на установці НК-1, дали змогу виділити основні критерії, що впливають на статичне напруження зсуву ідентора з глинистої кірки, а саме: склад розчину та час контакту ідентора та глинистої кірки. Отримані залежності представлено на рис. 1.

Аналізуючи вищенаведені залежності, можна зробити висновок, що адгезійна взаємодія металевої поверхні ідентора та глинистої кірки найактивніше відбувається протягом перших п'яти хвилин контакту, згодом зміцнення зв'язку металевої поверхні та кірки відбувається вже не так швидко, що відображається у вигляді пологої частини наведених залежностей.

Таким чином, більш пологий інтервал спостерігається у випадку застосування змащувальних домішок на жировій основі і нафти, що пояснюється їх специфічною адсорбцією як на металевій поверхні, так і на активних ділянках поверхні глинистої фази. На відміну від вищез-

гаданих домішок, наявність графіту в модельному розчині не дає можливості отримати залежності з низькими показниками статичного напруження зсуву, що свідчить про неможливість графіту утворювати адсорбційні зв'язки з металевою поверхнею. Таким чином, графіт є інертною змащувальною домішкою, змащувальні властивості якої пояснюються зменшенням сили тертя за рахунок ковзання металевої поверхні по ребрах кристалічної решітки графіту. Широкий спектр хімічного складу нафти проявляється у найкращих показниках протиприхоплювальних властивостей по відношенню до всіх вищезгаданих змащувальних домішок. Отже, специфічна адсорбція, притаманна змащувальним домішкам на жировій основі і нафті, дає можливість збільшити змащувальні властивості бурового розчину на тривалий час порівняно з такими інертними змащувальними домішками, як графіт.

Якщо зазначені обставини застосувати до умов буріння, то цілком справедливим буде висновок про необхідність швидкого подолання прихоплень бурильної колони, оскільки з часом необхідно прикладати більше напруження зсуву для зрушення бурильних труб.

Паралельно з вимірюванням статичного напруження зсуву ідентора з глинистої кірки проводили вимірювання коефіцієнта тертя кірки на приладі КТК. Базовою рідиною слугував модельний глинистий розчин із такими параметрами: $T = 30$ с, $\Phi = 11-12$ см³.

Отримані результати приведено на гістограмі рис. 2.

Порівняння результатів, отриманих на установці НК-1 та приладі КТК-1, дає змогу виявити їх чітку кореляцію. Отже, випробування змащувальних та протиприхоплювальних домішок на приладі КТК можна рекомендувати як експрес-метод у промислових умовах із великою достовірністю отриманих результатів.

Список літератури

1. **Гиматудинов Ш.К.** Физика нефтяного и газового пласта / Ш.К. Гиматудинов. – М.: Недра, 1971. – 312 с.
2. **Потапов В.М.** Органическая химия / В.М. Потапов, С.Н. Татаринчик. – М.: Химия, 1972. – 512 с.
3. **ГСТУ 41-00032626-00-007-97** Охорона довкілля. Спорудження розвідувальних і експлуатаційних свердловин на нафту і газ на суші. Правила проведення. – К.: ДНВП «Геоінформ України», 1997.

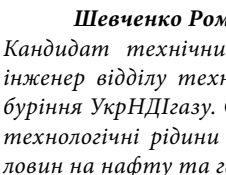
4. **Дж.Р. Грей.** Состав и свойства буровых агентов (промысловых жидкостей): пер. с англ. / Дж.Р. Грей, Г.С.Г. Дарли. – М.: Недра, 1985. – 509 с.

Автори статті



Кустурова Олена Валеріївна

Провідний науковий співробітник відділу техніки і технології буріння УкрНДІгазу, кандидат технічних наук зі спеціальності буріння свердловин, член-кореспондент УНГА. Закінчила ХНУ ім. В.Н. Каразіна. Займається дослідженням властивостей і удосконаленням бурових розчинів для буріння свердловин в складних гірничогеологічних умовах ДДЗ.



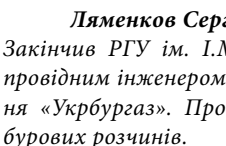
Шевченко Роман Олександрович

Кандидат технічних наук, провідний інженер відділу техніки та технології буріння УкрНДІгазу. Сфера діяльності – технологічні рідини для буріння свердловин на нафту та газ.



Жуган Оскар Анатолійович

Провідний інженер лабораторії бурових розчинів УкрНДІгазу. Закінчив Харківський національний університет «ХПІ», спеціальність – технологія жирів. Основний напрям діяльності – розробка, впровадження та фізико-хімічні дослідження нових бурових розчинів, рідин глушіння та поліфункціональних реагентів.



Ляменков Сергій Володимирович

Закінчив РГУ ім. І.М. Губкіна, працює провідним інженером бурового управління «Укрбургаз». Провідний фахівець із бурових розчинів.



НОВИНИ

Перспективи імпортування газу з Ізраїлю до Йорданії

Оскільки Ізраїль планує експортувати до 40 % своїх енергетичних ресурсів із Середземного моря, Йорданія розглядає проект угоди щодо закупівлі тут природного газу. Хоча з геополітичних міркувань остаточного рішення ще не прийнято, вивчаються кілька варіантів постачання газу з Ізраїлю до Йорданії. Серед них – подовження газопроводу від ізраїльського газохімічного комплексу, що на березі Мертвого моря, до содового заводу в Йорданії, будівництво нового газопроводу від узбережжя Середземного моря через Jezzerel Valley до Beit Shean і далі до Йорданії тощо.

Pipeline & Gas Journal/August 2013, p. 16

Я.В.Кунцяк

канд. техн. наук

Ю.В.Лубан

канд. техн. наук

ПрАТ «НДІКБ Бі»

С.В.Лубан

ТОВ «Геосинтез інженірінг»

Я.І.Кулик

ПрАТ «НДІКБ Бі»

До питання кольматації проникних пластів під час використання безглинистих промивальних рідин

УДК 622.24.06.32

В умовах багатопластових покладів вуглеводнів, не витриманих по глибині і простяганню, застосування однотипних карбонатних блокаторів неефективне через низьку достовірність даних про розміри пор колекторів. Проблема може бути вирішена шляхом використання композитних блокаторів, що містять як жорсткі, так і пружні матеріали. У статті наведено результати лабораторних досліджень та приклади практичного застосування композитних блокаторів у системі безглинистого бурового розчину «Биокар».

В условиях многопластовых залежей углеводородов, не выдержанных по глубине и простиранию, применение однотипных карбонатных блокаторов неэффективно вследствие низкой достоверности данных о размерах пор коллекторов. Проблема может быть решена путем использования композитных блокаторов, содержащих как жесткие, так и упругие материалы. В статье приведены результаты лабораторных исследований и примеры практического применения композитных блокаторов в системе безглинистого бурового раствора «Биокар».

In conditions of multi-zone hydrocarbons deposits non-uniform in depth and strike the use of carbonate blockers of the same type is ineffective due to the low reliability of the data on the size of collector pores. The problem can be solved by using composite blockers containing both rigid and elastic materials. The paper shows the results of laboratory studies and examples of practical application of the composite blockers in Biokar clayless mud system.

Згідно з сучасними уявленнями [1, 2], серед промивальних рідин на водній основі найвищу якість розкриття продуктивних горизонтів забезпечують безглинисті біополімерні системи. На відміну від глинистих або полімерглинистих промивальних рідин, фільтрація яких супроводжується глибоким проникненням колоїдних часток у глибину порового середовища та утворенням внутрішньої зони кольматації, біополімерні рідини, що мають нехтовно малий вміст колоїдної фази, формують фільтраційну кірку на поверхні пласта, яка відіграє роль неспроможного кольматаційного екрана (рис. 1). Це досягається завдяки застосуванню спеціальних реагентів-блокаторів, розмір часток яких підбирається відповідно до розмірів пор колектора.

Під час утворення зони внутрішньої кольматації природне очищення колектора вкрай ускладнене, через що відбувається часткова або повна втрата продуктивності свердловини. У випадку застосування безглинистих рідин тонка поверхнева кольматаційна кірка легко руйнується потоком пластового флюїду в процесі виклику припливу та експлуатації свердловини. Відновлення природної проникності колекторів при цьому відбувається майже повністю.

Для створення ізолюючого шару на поверхні продуктивних пластів використовують фракціоновані, дрібно мелені карбонатні наповнювачі – вапняк, доломіт і найчас-

тіше мармур, які належать до класу так званих жорстких кольматантів [3]. Ці речовини виглядають майже ідеальними блокаторами, оскільки характеризуються високим ступенем однорідності, кислоторозчинністю, стійкістю до диспергування, низькою абразивністю та інертністю до пластових флюїдів. У разі правильного підбору їх розмірів частки кольматантів розклинаються в отворах пор, між зернами породи, створюючи своєрідні абочні перемички, які відіграють роль основи майбутньої поверхневої фільтраційної кірки. Міцність такого блокуючого шару є зіставною з міцністю породи пласта-колектора. Це дає змогу уникати поглинань та забезпечувати високу якість розкриття проникних горизонтів за надмірних репресій, які, зокрема, виникають під час буріння в зонах аномально низьких пластових тисків.

Проте ефективне блокування каналів фільтрації колекторів відбувається лише у вузькому діапазоні співвідношень їх розмірів із розмірами кольматантів. Навіть за незначного відхилення як в один, так і в інший бік утворення абочних перемичок не відбувається, а проникність кольматаційного шару та кількість відфільтрованої рідини різко збільшуються [4]. Наслідком цього є глибоке проникнення компонентів бурового розчину та збільшення товщини забрудненої зони. Існують реальні приклади, коли через

невдалий підбір фракційного складу твердої фази безглинистих бурових розчинів якість розкриття продуктивних горизонтів була гіршою, ніж у разі застосування застарілих глинистих систем.

Отже, застосування жорстких блокаторів потребує наявності повної та достовірної інформації про порову структуру колектора, оскільки неправильно підібрані кольматанти спроможні звести нанівець усі переваги від застосування безглинистих промивальних рідин. Ситуація ще більш ускладнюється за наявності в колекторі тріщин, які можуть змінювати свої розміри залежно від тиску в стовбурі свердловини. Крім цього, на швидкість утворення кольматаційного шару та його проникність впливає диспергування часток блокатора в процесі буріння, надходження у розчин шламу вибуреної породи, наявність та концентрація в розчині обважнювача тощо. Таким чином, в умовах багатопластових покладів більшості родовищ України, які характеризуються неоднорідністю по глибині та простягання, визначення оптимального розміру часток жорсткого реагента-блокатора для кожної конкретної свердловини є надзвичайно складною технологічною задачею. При цьому в Україні все частіше говорять про те, що широко розрекламований підхід до її розв'язання, який полягає у залученні математичних методів аналізу та комп'ютерному моделюванні процесу кольматації [5], виявляється «низькоефективним та невиправданим ані з економічної, ані з технологічної точки зору» [6].

На наш погляд, необхідною умовою для вирішення цієї проблеми є повна відмова від хибної практики застосуван-

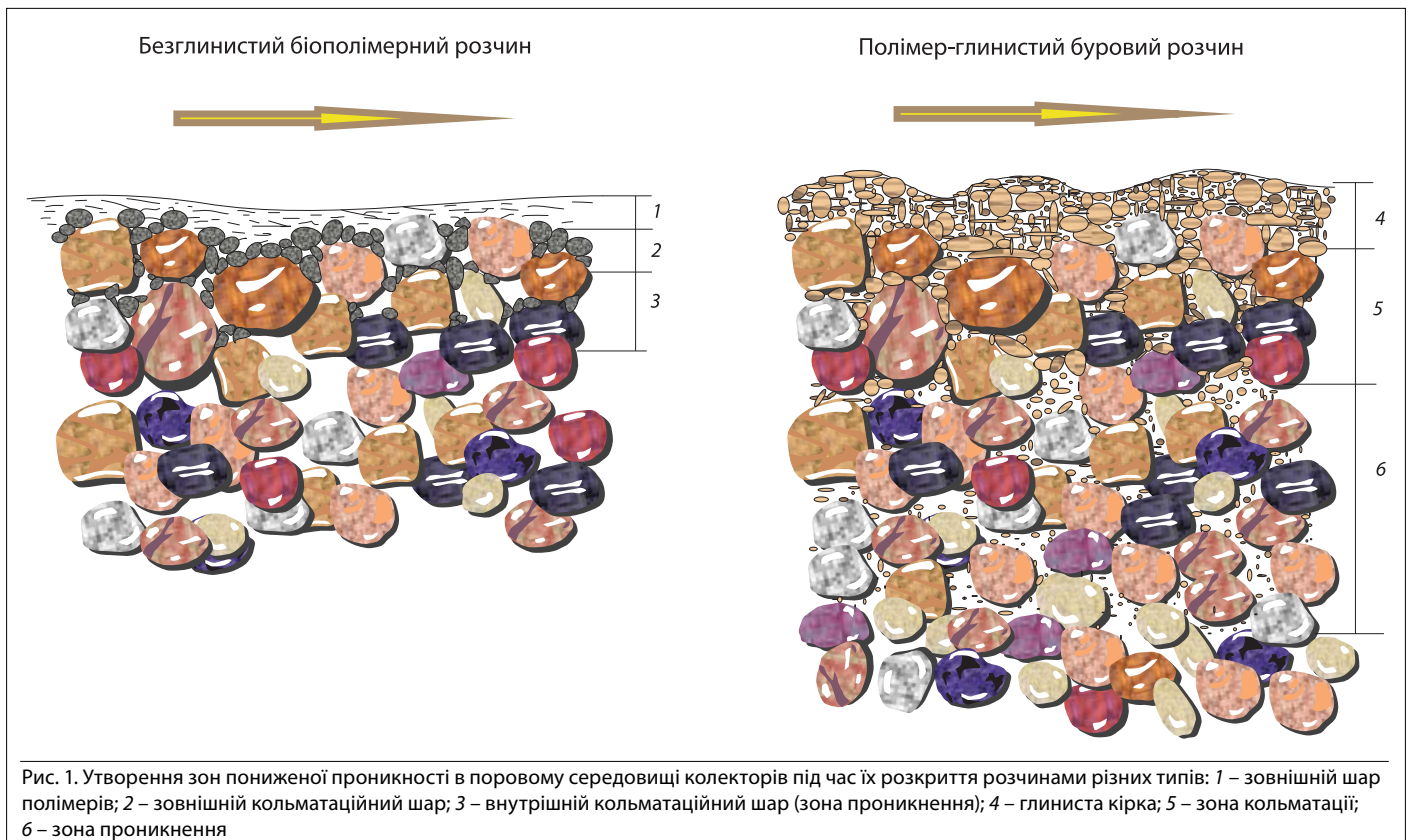
ня однотипних жорстких кольматантів та перехід до використання композитних блокаторів, що містять у своєму складі як жорсткі, так і пружні речовини.

До класу пружних кольматантів відносять органічні матеріали, які мають схильність до пружного деформування під тиском усередині порового простору колектора. Завдяки цьому пружні кольматанти мають кращі розклинювальні властивості та більше зчеплення з породою. Невідповідність їх розмірів отвора колектора менше впливає на процес утворення ізолюючого шару, який до того ж характеризується більшою стійкістю до пульсацій тиску. Але його міцність суттєво поступається шару з жорстких кольматантів [3].

У разі композитного використання пружні та жорсткі кольматанти доповнюють один одного, що дає можливість отримати блокатор, великою мірою позбавлений зазначених недоліків.

Композитні блокатори допомагають створювати еластичний ізолюючий шар високої міцності. Під час його формування пружні речовини заповнюють порожнечи між частками жорстких кольматантів та зернами породи, які утворюються внаслідок невідповідності між їх розмірами. При цьому завдяки деформуванню під тиском пружні речовини здатні виконувати роль еластичного ущільнювача, не залежно від розмірів цих порожнеч та їх конфігурації (рис. 2). Таким чином, для ефективного застосування композитних блокаторів немає потреби в детальному дослідженні інформації про характеристики колектора.

Викладені теоретичні уявлення знайшли своє підтвер-



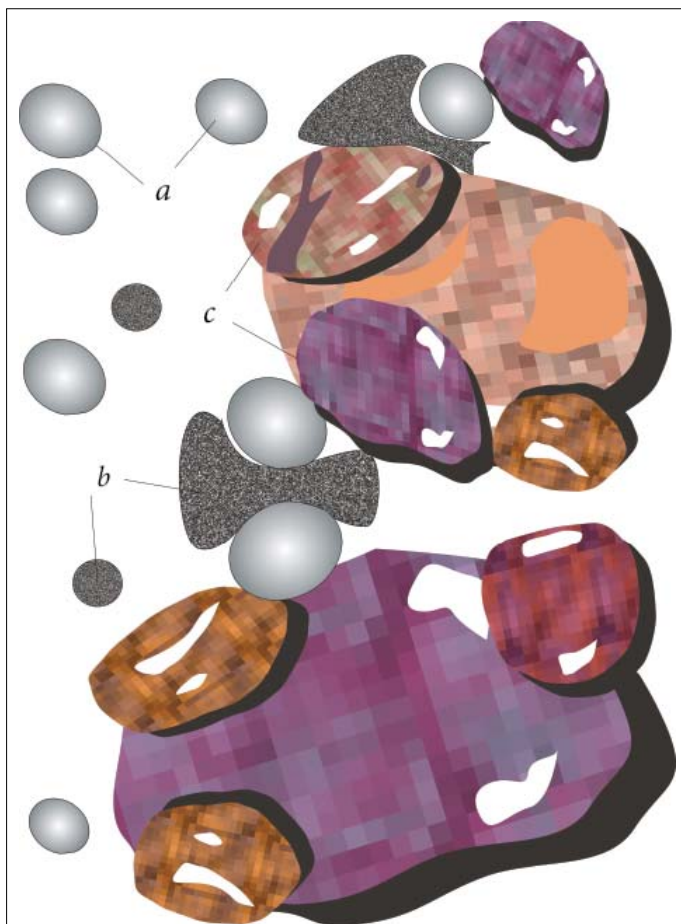


Рис. 2. Схема кольматції порового простору колектора композитним блокатором: а – частки жорсткого блокатора; б – частки пружного блокатора; в – зерна породи

дження під час лабораторних досліджень фільтрування безглинистих рідин, які містили кольматанти різних типів, через модель піщаного фільтра [1]. Гранулометричний склад фільтрів підбирали відповідно до розмірів часток,

Таблиця 1
Застосування промивальної рідини «Біокар» для розкриття продуктивних горизонтів

Номер свердловини, родовище	Замовник робіт	Особливості застосування
Св. 545, Бугруватівське	ВАТ «Укрнафта»	горизонтальна свердловина
Св. 97, Яблунівське	ВАТ «Карпатигаз»	горизонтальна свердловина
Св. 301, 303, 304, 306, 307, Лесяківське	СП «Каштан Петролеум, ЛТД»	похило-скеровані і горизонтальні свердловини, АНПТ, тріщинуватий карбонатний колектор
Св. 10, Ольгівське	ТОВ «Куб-газ»	АНПТ
Св. 22, 23, 24, 62, Островецьке	ПрАТ «Укргазвидобуток»	похило-скеровані свердловини
Св. 10, Краснозаярське	ТОВ «Укрістгаз»	гідростатичні тиски
Св. 53, Свиридівське	«Регал Петролеум Корпорейшн ЛТД»	АВПТ
Св. 2, Роганське	ТОВ «Еско-Північ»	АНПТ
Св. 20, 21, Островецьке	ПрАТ «Укргазвидобуток»	для перфорації, глушіння та ремонту
Св. 14, Сахалінське	ЗАТ «ДК «Укрнафтобуріння»	для перфорації, глушіння та ремонту

властивих крупно-, середньо- і дрібнозернистому пісковіку, а також крупнозернистому алевриту [7]. Для кольматції фільтрів використовували карбонатні реагенти-блокатори, що їх застосовують під час буріння свердловин в Україні. Ефективність ізолюючого шару оцінювали за кількістю рідини, яка відфільтровувалася через піщаний фільтр під тиском 0,7 МПа за 30 хв.

Як видно з результатів досліджень (рис. 3), частки жорстких кольматантів в усіх випадках виявляють вибірково ефективність. Тобто не існує карбонатного або іншого жорсткого блокатора, однаково ефективного в усьому діапазоні розмірів пор колекторів. За оптимального співвідношення розмірів пор і часток блокатора фільтрація розчину знаходиться на низькому рівні, але зміна розмірів пор призводить до її зростання і потребує коректування фрак-

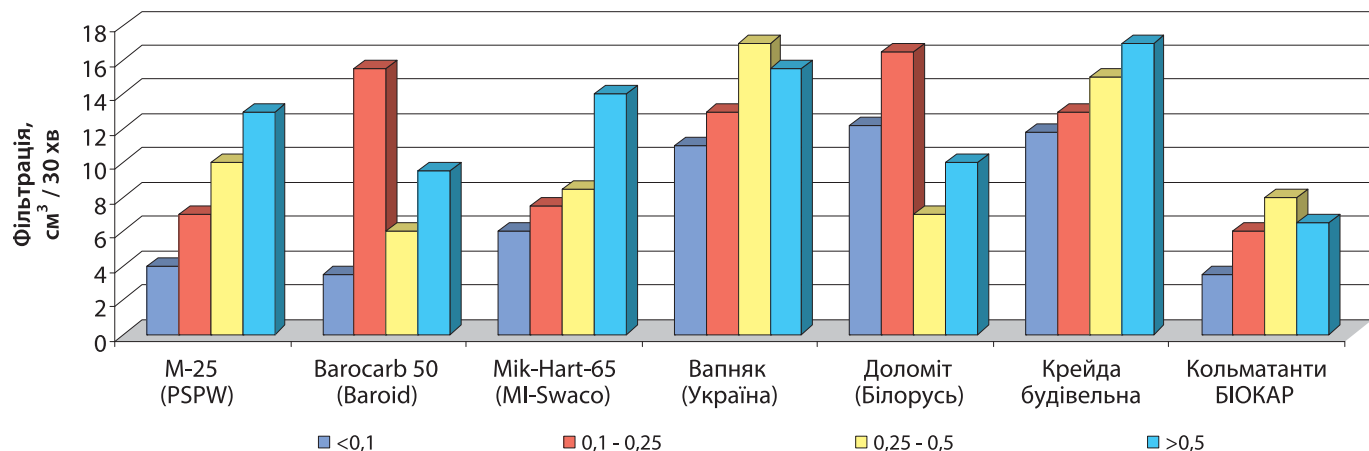
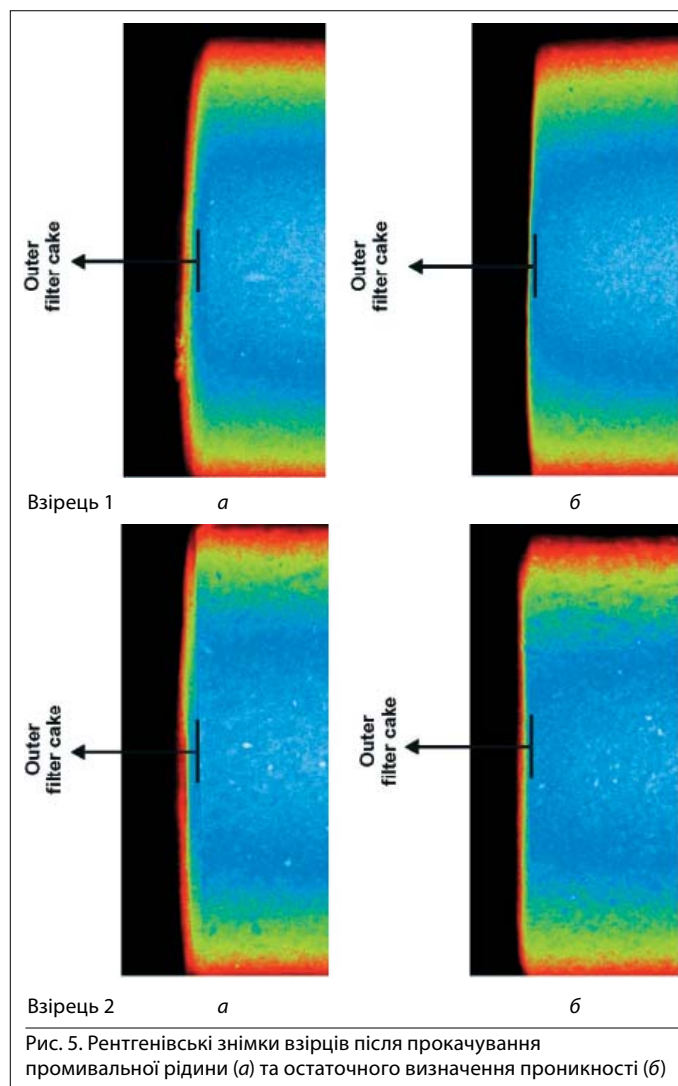
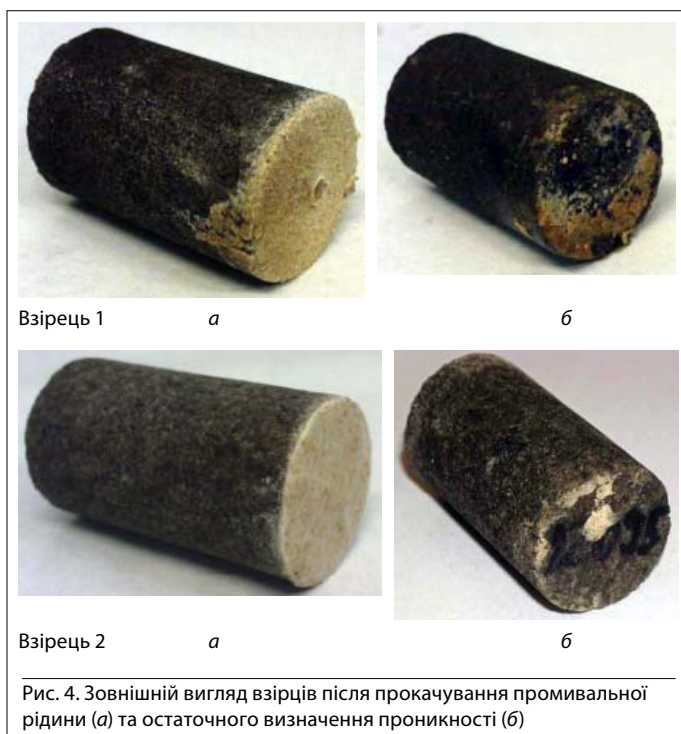


Рис. 3. Ізолюючі властивості різних типів кольматантів після прокачування біополімерного розчину через піщані фільтри різного гранулометричного складу



ційного складу блоатора. Виключити необхідність такого корегування можна тільки шляхом додаткового введення до складу бурового розчину пружного органічного наповнювача. В такому випадку утворення непроникного ізоляційного бар'єра не залежить від пористості колектора, а фільтрація в усіх дослідках залишається мінімальною.

Проведені дослідження дали змогу визначити типи та оптимальні концентрації органічних матеріалів, що можуть використовуватися як наповнювачі безглинистих промивальних рідин. Установлено, що оптимальний вміст жорстких коьматантів у безглинистому розчині становить близько 10 %, а їх співвідношення з пружним коьматантом необхідно підтримувати на рівні 10:1–1,5. Одержані результати лягли в основу розробки композитних реагентів-блокаторів для біополімерної безглинистої промивальної рідини «Біокар», яку успішно використовують для розкриття продуктивних горизонтів на родовищах України (табл. 1).

Високі ізолюючі властивості промивальної рідини «Біокар» та її позитивний вплив на якість розкриття продуктивних пластів наочно ілюструють результати досліджень, одержані в Інституті нафти і газу у м. Кракові. У ході досліджень за методикою Американського нафтового інституту використовували:

фільтпрес для визначення фільтрації в статичних і динамічних умовах при високому тиску і температурі (High Pressure High Temperatur Filter Press: $\Delta P_{\max} = 2,8$ МПа, $T_{\max} = 150$ °C, OFI, USA);

установку для визначення проникності кернів у пластових умовах (Universal Permeability Meter – Coreflooding System: $\Delta P_{\max} = 2,1$ МПа, $T_{\max} = 150$ °C, Temco, USA);

установку для визначення товщини внутрішньої та зовнішньої фільтраційної кірки (RVG Kodak 2000).

Досліди проводили на кернах продуктивних пластів Старосамбірського родовища із використанням нафти колекторів Польських Карпат при температурі 80 °C (табл. 2).

Таблиця 2

Результати вимірювань Інституту нафти і газу (м. Краків)

Пористість взірця, %	Показник фільтрації, см ³ /30 хв		Проникність взірця, мД			Коефіцієнт відновлення проникності, %
	динамічної	статичної	для моделі пластової води	для нафти вихідна	кінцева	
11,3	0,9	0,5	3,40	1,47	1,36	92,5
9,4	1,1	0,4	0,48	0,33	0,31	93,9

Як видно з рис. 4, після прокачування промивальної рідини на поверхні взірця утворюється щільна фільтраційна кірка, яка являє собою шар частинок коьматантів, що блокують поровий простір, утворюючи аромні перемички між зернами породи. Фільтраційна кірка легко руйнується під час зворотного прокачування нафти, оскільки глибина проникнення часток коьматантів усередину породи є мінімальною. Відсутність внутрішньої коьматациї взірців

також підтверджується їх рентгенокопічними дослідженнями (рис. 5). Результати визначення товщини внутрішньої та зовнішньої фільтраційних кірок наведено в табл. 3.

Таблиця 3

Товщина фільтраційної кірки після забруднення та очищення взірців керн

Товщина фільтраційної кірки після забруднення взірця (прокачування промивальної рідини), мм		Товщина фільтраційної кірки після очищення взірця (зворотне прокачування нафти), мм	
зовнішня	внутрішня	зовнішня	внутрішня
1,4	0	0,7	0
1,2	0	0,5	0

Отже, проведеними дослідженнями підтверджено, що промивальна рідина «Біокар» забезпечує ефективне збереження ємнісно-фільтраційних властивостей колекторів, коефіцієнт відновлення проникності становить 92,5–93,9 %. Зменшення в два і більше разів товщини зовнішньої фільтраційної кірки після очищення взірців, а також майже повна відсутність зони внутрішньої кольматації вказують на високу ізолюючу спроможність композитних блокаторів, яка є запорукою високої якості розкриття продуктивних горизонтів.

Список літератури

1. **Лубан Ю.В.** «БІОКАР» – безглиниста промивальна рідина для буріння похило-скерованих і горизонтальних свердловин та розкриття продуктивних горизонтів / Ю.В. Лубан, Я.В. Кунцяк, С.В. Лубан [та ін.] // Нафт. і газова пром-сть. – 2008. – № 4. – С. 18–21.
2. **Куксов В.А.** Новые технологии промысловых жидкостей для первичного вскрытия / В.А. Куксов // Нефть и газ. – 2004. – № 9. – С. 16–18.
3. **Использование** наполнителей при бурении скважин // Нефтяная промышленность. Обз. инф. – М.: ВНИИОЭНГ, 1985. – Вып. 8 (91). – 48 с. (Сер. «Бурение»).
4. **Михайлов Н.Н.** Изменение физических свойств горных пород в окоскважинных зонах / Н.Н. Михайлов. – М.: Недра, 1987. – 152 с.
5. **Крылов В.И.** Применение коьматантов в жидкостях для первичного вскрытия продуктивных пластов с целью сохранения их коллекторских свойств / В.И. Крылов, В.В. Крецул // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2005. – № 4. – С. 36–41.
6. **Васильченко А.О.** Методологія оцінки впливу окремих реагентів та їх сумішей на відновлення проникності порід-колекторів / А.О. Васильченко // Нафт. і газова пром-сть. – 2007. – № 4. – С. 18–19.
7. **Ханин А.А.** Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение / А.А. Ханнин. – М.: Недра, 1969. – 368 с.

Автори статті

Кунцяк Ярослав Васильович

Д-р техн. наук, генеральний директор ПрАТ «НДІКБ бурового інструменту». Закінчив Івано-Франківський інститут нафти і газу. Напрями наукової діяльності: технологія буріння похило-скерованих та горизонтальних свердловин; відновлення свердловин шляхом буріння бічних стовбурів; розробка породоруйнівного інструменту та обладнання для відбору керн.



Лубан Юрій Володимирович

Канд. техн. наук, завідувач НДІ промивальних рідин ПрАТ «НДІКБ бурового інструменту». Закінчив Московський інститут нафти і газу ім. І.М. Губкіна. Напрями наукової діяльності: розробка рецептур промивальних рідин для буріння нафтових та газових свердловин у різноманітних гірничо-геологічних умовах, для буріння горизонтальних і бічних стовбурів, спеціальних рідин для розкриття продуктивних горизонтів, закінчування і ремонту свердловин; запровадження та авторське супроводження бурових розчинів на свердловинах.



Лубан Сергій Володимирович

Заступник директора ТОВ «Геосинтез інженерінг». Закінчив Державну академію нафти і газу ім. І.М. Губкіна (Москва). Напрями виробничої діяльності: розробка рецептур промивальних рідин для буріння нафтових та газових свердловин у різноманітних гірничо-геологічних умовах, для буріння горизонтальних і бічних стовбурів, спеціальних рідин для розкриття продуктивних горизонтів, закінчування і ремонту свердловин; запровадження та авторське супроводження бурових розчинів на свердловинах.



Кулик Ярослав Ігорович

Провідний інженер НДІ промивальних рідин ПрАТ «НДІКБ бурового інструменту». Закінчив Івано-Франківський державний технічний університет нафти і газу. Напрями виробничої діяльності: дослідження кольматційних властивостей безглинистих промивальних рідин; запровадження бурових розчинів на свердловинах.



М.А. Мислюк

д-р техн. наук

ІФНТУНГ

В.Я. Петруняк

СП «Полтавська

газонафтова компанія»

До використання статистичних оцінок параметрів продуктивних пластів за кривими відновлювання тиску

УДК 622.32

Розглянуто деякі особливості та наведено типові приклади використання статистичних оцінок параметрів продуктивних пластів за кривими відновлювання тиску.

Рассмотрены некоторые особенности и приведены типичные примеры использования статистических оценок параметров продуктивных пластов по кривым восстановления давления.

The paper examines some features and provides typical examples of the use of statistical estimates of productive bed parameters using pressure recovery curves.

На сьогодні гідродинамічний моніторинг продуктивних пластів здійснюють переважно за допомогою методу кривих відновлювання тиску (КВТ). Поширені методики інтерпретації гідродинамічних досліджень за КВТ [1–6] ґрунтуються на детермінованих оцінках параметрів продуктивного пласта, що не відповідає інформаційному забезпеченню та обмежує їх прикладне застосування.

У [7, 8] запропоновано методику обробки даних гідродинамічних досліджень продуктивних пластів за КВТ, яка зводиться до вибору найбільш адекватної моделі з деякого класу можливих гідродинамічних моделей продуктивного пласта. Модель та параметри продуктивного пласта оцінюють із використанням принципу максимуму функції правдоподібності. Зазначимо, що в такому разі оцінки параметрів пласта відповідають умові ефективності.

У прикладному аспекті інтерпретація даних гідродинамічних досліджень продуктивних пластів зводиться до побудови статистичних оцінок параметрів пласта, формулювання і перевірки відповідних статистичних гіпотез, моделювання гідродинамічних процесів під час реалізації технологій активної дії на пласт. Нижче детальніше розглянемо зазначені елементи застосування статистичної інформації про параметри пласта.

Обробка даних $\{p_c\}, \{t_i\}, i = \overline{1, n}$ гідродинамічних досліджень за КВТ зводиться до оцінки параметрів a_0 та a_1 лінійної моделі вигляду

$$\varphi = a_0 + a_1\psi(t), \quad (1)$$

де p_c, t_i – результати вимірювань тиску і часу; $\varphi, \psi(t)$ – апроксимуючі функції, які залежать від методики інтерпретації і виду флюїду (нафта, газ).

Наприклад, для методу D.K. Horner і нафтового пласта [2–4]

$$\varphi = p_c, \quad \psi(t) = \ln \frac{t}{T+t}, \quad a_0 = p_{\Pi}, \quad a_1 = \frac{\eta Q_c}{4\pi kh}; \quad (2)$$

для модифікованого методу D.K. Horner і нафтового пласта [2–4]

$$\varphi = p_c - p_c(T), \quad \psi(t) = \ln \frac{t}{T+t}, \quad a_0 = p_{\Pi}, \quad a_1 = \frac{\eta Q_c}{4\pi kh} \ln \frac{2,25\kappa T}{R_{СП}^2}, \quad a_1 = \frac{\eta Q_c}{4\pi kh};$$

для газового пласта при $T < 20t_{\text{вТ}}$ [1]

$$\varphi = p_c^2, \quad \psi(t) = \ln \frac{t}{T+t}, \quad a_0 = p_{\Pi}^2, \quad a_1 = \frac{\eta Q_{c0} p_0 \bar{z}_{\Pi} T_{\Pi}}{2\pi kh T_0}; \quad (4)$$

для газового пласта при $T > 20t_{\text{вТ}}$ [1]

$$\varphi = p_c^2, \quad \psi(t) = \ln t, \quad a_0 = (p_c(0))^2 + \frac{a_1 \ln(2,25\kappa^2)}{R_{СП}^2} + bQ_{c0}^2, \quad (5)$$

$$a_1 = \frac{\eta Q_{c0} p_0 \bar{z}_{\Pi} T_{\Pi}}{2\pi kh T_0};$$

і т. ін. Тут позначено: $T, t_{\text{вТ}}$ – тривалість роботи свердловини з дебітом Q_c або Q_{c0} до її зупинки і відновлення тиску; p_{Π}, T_{Π} – пластовий тиск і температура; k, κ – проникність і п'єзопровідність пласта; η – в'язкість флюїду; h – товщина пласта; $R_{СП}$ – приведений радіус свердловини; Q_{c0} – дебіт газу за стандартних умов ($p_0 = 0,1013$ МПа, $T_0 = 293$ К); \bar{z}_{Π} – коефіцієнт стисливості газу в пластових умовах.

Зазначимо, що оцінки параметрів моделі (1) за результатами вимірювань КВТ статистично залежні з матрицею коваріацій [7, 8]

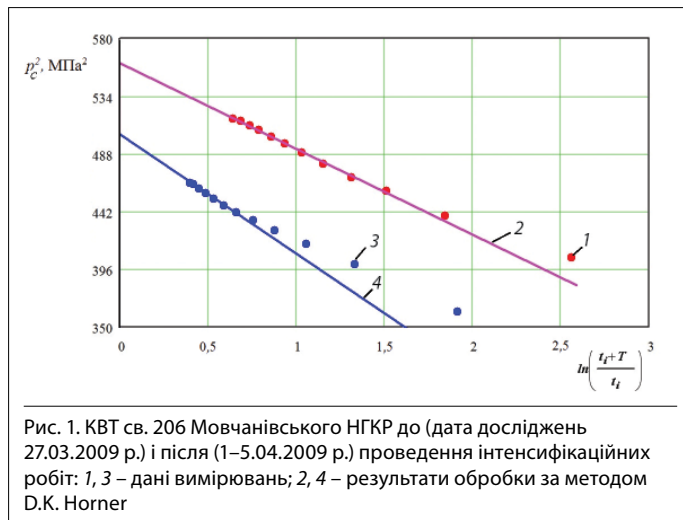


Рис. 1. КВТ св. 206 Мовчанівського НГКР до (дата досліджень 27.03.2009 р.) і після (1–5.04.2009 р.) проведення інтенсифікаційних робіт: 1, 3 – дані вимірювань; 2, 4 – результати обробки за методом D.K. Horner

$$O \equiv \begin{vmatrix} \sigma_0^2 & r_{01}\sigma_0\sigma_1 \\ r_{01}\sigma_0\sigma_1 & \sigma_1^2 \end{vmatrix} = (\phi'(t)C^{-1}\phi'^T(t))^{-1}, \quad (6)$$

де σ_0^2 , σ_1^2 – оцінки дисперсій відповідно параметрів a_0 та a_1 ; r_{01} – оцінка коефіцієнта кореляції між цими параметрами; $\phi'(t)$, $\phi'^T(t)$ – матриця похідних за оцінюваними параметрами пласта і транспонована до неї матриця; C – матриця коваріацій випадкової компоненти в задачі обробки даних гідродинімічних досліджень [7, 8].

Із довірчою ймовірністю α еліпсоїд оцінок параметрів моделі (1) задається нерівністю [9]

$$(a - \hat{a})^T O^{-1} (a - \hat{a}) < F_{\alpha; q; n-q} \quad (7)$$

де $F_{\alpha; q; n-q}$ – квантиль F -розподілу зі ступенями вільностей q та $n-q$; q – розмірність вектора параметрів моделі (1).

Статистичні оцінки складових параметрів a_0 і a_1 пласта (гідропровідність $G = kh/\eta$, проникність k і т. п.) будуються з використанням залежностей вигляду (2)–(5) та інших із

урахуванням інформації про закони і параметри розподілу вхідних відомих величин.

У загальному випадку за різних законів розподілу відомих величин для побудови статистичних оцінок складових параметрів β використовують методи статистичного моделювання або Монте-Карло [10]. Нехай вектор складових параметрів пласта подається із (2)–(5) і т.п. у вигляді

$$\beta = \beta(\lambda, \zeta, \xi), \quad (8)$$

де λ – точно відомі величини; ζ – неточно відомі статистично незалежні величини; ξ – неточно відомі статистично залежні величини. Тоді алгоритм побудови статистичних оцінок β зводиться до моделювання випадкових величин ζ та ξ , формування вибірок складових параметрів пласта і побудови їх статистичних оцінок.

У прикладному плані наявність статистичної інформації потребує формулювання і перевірки статистичних гіпотез, а в окремих випадках – побудови статистичних моделей прийняття рішень [7, 9, 11, 12]. Найбільш пріоритетними є статистичні гіпотези про векторні оцінки параметрів вигляду $H_0: a = a_*$ та $H_1: a = b$, де a , b – вектори параметрів пласта, a_* – деякий фіксований вектор параметрів пласта.

Перша з цих гіпотез перевіряється за допомогою статистики [9]

$$K = (\hat{a} - a_*)^T O^{-1} (\hat{a} - a_*) < F_{\alpha; q; n-q} \quad (9)$$

яка відповідає F -розподілу. Для перевірки гіпотези $H_0: a = b$ може бути використано критерій відношень функцій правдоподібності [11]

$$K = \frac{L(a)}{L(b)} < c, \quad (10)$$

де $L(a)$, $L(b)$ – функції правдоподібності ($L(a) \geq L(b)$).

Параметр c приймається залежно від довірчої ймовірності α критерію перевірки гіпотези [11]:

Таблиця 1

Загальні відомості про об'єкти досліджень

Свердловина	Індекс горизонту	Інтервал перфоратації (верх/низ), м	Ефективна товщина, м	Дата проведення дослідження	Пластова температура, °C	Q_{c_0}/σ_{Q_r} , м³/с	Властивості газу			Час роботи свердловини до зупинки, год	Тривалість проведення дослідження, год
							$\bar{\rho}_r/\sigma_{\rho_r}$	η/σ_{η} , мПа·с	\bar{z}/σ_z		
206	T-1-2-3	2439 2478	48,9	27.03.09	85	1,3727 0,0206	0,637 0,025	0,011 0,0008	0,858 0,043	47	97
206	T-1-2-3	2439 2478	48,9	01–05.04.09	84	2,9502 0,0443	0,637 0,025	0,011 0,0008	0,858 0,043	9	10
167	T-1-2	2577 2998	46,2	20–25.02.10	89	0,0463 0,0007	0,626 0,025	0,011 0,0008	0,874 0,044	48	114
167	T-1-2	2577 2998	46,2	05–08.03.10	89	1,3704 0,0206	0,626 0,025	0,011 0,0008	0,874 0,044	20	63

ρ_r – відносна густина газу за повітрям, σ_{Q_r} , σ_{ρ_r} , σ_{η} , σ_z – середньоквадратичні відхилення

Таблиця 2

Результати інтерпретації КВТ на свердловинах Мовчанівського НГКР до і після проведення інтенсифікаційних робіт

Свердловина	До інтенсифікації				Після інтенсифікації			
	a_0/σ_{Q_r} , МПа²/МПа²	a_1/σ_{η} , МПа²/МПа²	r_{01}	L , МПа⁻⁴	a_0/σ_{Q_r} , МПа²/МПа²	a_1/σ_{η} , МПа²/МПа²	r_{01}	L , МПа⁻⁴
206	562,628 0,7956	-70,915 0,8574	-0,973	2,540	504,779 1,3756	-99,167 3,0088	-0,994	0,882
167	356,811 0,5870	-66,333 1,6170	-0,999	13,613	333,647 0,0554	-278,441 0,1947	-0,999	591,928

$$c = \frac{\alpha}{1-\alpha}, \quad (11)$$

$$\sup P_0(K > c) = \alpha, \quad (12)$$

де P_0 – розподіл вибірки (10) для параметра b .

Перевірка статистичних гіпотез (9) і (10) із заданою довірчою ймовірністю α забезпечує обґрунтування суджень щодо ефективного впливу тих чи інших методів дії на привибійну зону пласта. Більш важливим є використання статистичної інформації в задачах прийняття рішень, які узагальнюють оцінювання параметрів, їх інтервалів надійності, формулювання і перевірку статистичних гіпотез тощо.

У задачах прийняття рішень у явному вигляді (грошовому або умовному) вводять числову функцію (функція втрат) наслідків, що виникають у результаті кожної дії в заданих умовах [12]. Наявність інформації про статистичні оцінки параметрів допускає побудову ймовірнісного простору можливих станів колекторських властивостей продуктивного пласта, що забезпечує достовірність моделювання гідродинамічних процесів і побудови функції втрат під час реалізації технології дії на привибійну зону пласта. Функція втрат відображає ситуації, які виходять за межі оцінювання і перевірки гіпотез.

На прикладах деяких свердловин Мовчанівського нафтогазоконденсатного родовища (НГКР) розглянемо статистичні оцінки параметрів продуктивних пластів за результатами гідродинамічних досліджень до і після їх солянокислотної обробки.

Дебіт св. 206 становив 254,88 тис. м³/добу газу і 79,5 т/добу конденсату. Після обробки пласта (35 м³ 15 %-го розчину соляної кислоти) дебіт газу сягнув 91,05 тис. м³/добу і конденсату 8 т/добу.

Св. 167 запущено в роботу з дебітом 4 тис. м³/добу. Після обробки пласта (200 м³ 15 %-го розчину соляної кислоти) дебіт газу становив 118,37 тис. м³/добу і конденсату 1 т/добу.

Загальні відомості про об'єкти дослідження наведено в табл. 1. Із урахуванням рекомендацій [1] обробку КВТ для газових свердловин виконували за (1) та (4) відповідно до методики [7, 8]. Клас 9 можливих гідродинамічних моделей продуктивного пласта (2) сформовано параметрично залежно від

Таблиця 3

Результати оцінювання параметрів продуктивних пластів на свердловинах Мовчанівського НГКР

Статистичні оцінки параметрів пласта	Св. 206		Св. 167	
	до інтенсифікації	після інтенсифікації	до інтенсифікації	після інтенсифікації
p_n , МПа	23,718 23,720	22,469 22,467	18,890 18,889	18,266 18,266
$G = (kh/\eta)10^{12}$, м ³ /Па·с	328,7 327,2	502,9 501,4	12,15 12,15	85,88 85,68
$k \cdot 10^{15}$, м ²	0,0742 0,0736	0,1136 0,1128	0,0029 0,0029	0,021 0,020
σ_p , МПа	0,016	0,029	0,015	0,001
$\sigma_G \cdot 10^{12}$, м ³ /Па·с	17,99	29,48	0,693	4,39
$\sigma_k \cdot 10^{15}$, м ²	0,0069	0,0108	0,00028	0,0019
r_{pG}	-0,210	-0,466	-0,412	-0,007
r_{pk}	-0,127	-0,290	-0,246	-0,007
r_{Gk}	0,556	0,581	0,597	0,546

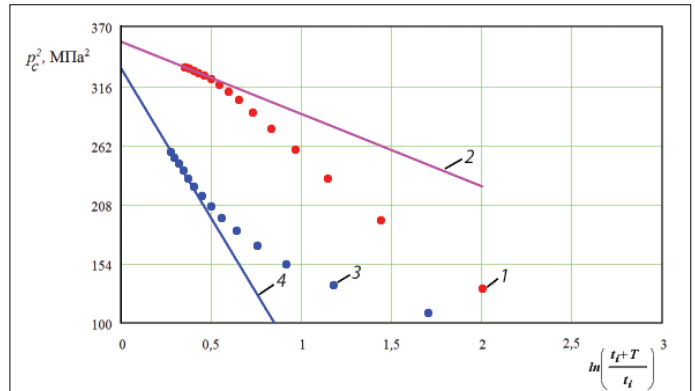


Рис. 2. КВТ св. 167 Мовчанівського НГКР до (дата досліджень 20–25.02.2010 р.) і після (5–8.03.2010 р.) проведення інтенсифікаційних робіт: 1, 3 – дані вимірювань; 2, 4 – результати обробки за методом D.K. Horner

кількості точок лінійної ділянки діагностичного графіка. Вибір найбільш адекватної гідродинамічної моделі пласта здійснювали за критерієм мінімуму дисперсії адекватності. Основні результати інтерпретації КВТ до і після інтенсифікаційних робіт наведено в табл. 2.

На рис. 1 і 2 показано КВТ продуктивних пластів за вимірюваннями до і після інтенсифікаційних робіт на св. 206 і 167 Мовчанівського НГКР, а також результати їх обробки. Аналіз свідчить про відповідність даних вимірювань умовам діагностики (1) із урахуванням (4). На рис. 3 із довірчою ймовірністю $\alpha = 0,05$ показано еліпсоїди оцінок параметрів моделі (1) за КВТ для св. 167. У табл. 2 наведено оцінки максимальних значень функцій правдоподібності для параметрів пласта за результатами обробки КВТ, умови (10) перевірки статистичних гіпотез $H_0: a = b$ із довірчою ймовірністю $\alpha = 0,05$ не виконуються для розглянутих свердловин. Це вказує на статистично значущу різницю оцінок параметрів моделі пласта (1) до і після інтенсифікаційних робіт, що також наглядно проілюстровано на рис. 1–3.

У табл. 3 наведено результати оцінювання параметрів продуктивних пластів за КВТ до і після соляно-кислотної обробки на св. 206 і 167 Мовчанівського НГКР. Статистичні оцінки параметрів пласта побудовано для моделі (1) і (4) за (8) за допомогою методу Монте-Карло. Моделювання параметрів a_0 та a_i здійснювали для двовимірного нормального розподілу з матрицею коваріацій (6), а величин η , Q_{c0} і \bar{z} – для одновимірних нормальних розподілів ймовірностей. Вихідну інформацію для η , Q_{c0} і \bar{z} наведено в табл. 1. Об'єм вибірки статистичного моделювання 400.

Оцінки параметрів пласта (див. табл. 3), що включають інформацію про математичні сподівання пластового тиску p_n , гідропровідності G , коефіцієнта проникності k , їх середньоквадратичних відхилень (σ_p , σ_G , σ_k) та коефіцієнтів кореляцій r_{pG} (між p_n і G), r_{pk} (між p_n і k), r_{Gk} (між G і k), є повними за методом D. Horner для газового пласта. З метою порівняння у знаменнику (див. табл. 3) наведено оцінки середніх значень параметрів пласта без урахування інформації про точність. Аналіз цих даних вказує на їх незначну відмінність. В окремих випадках (для різних законів розподілу ймовірностей більшої невизначеності вихідних величин і т. ін.) відмінності між оцінками параметрів пласта можуть бути більш значущими.

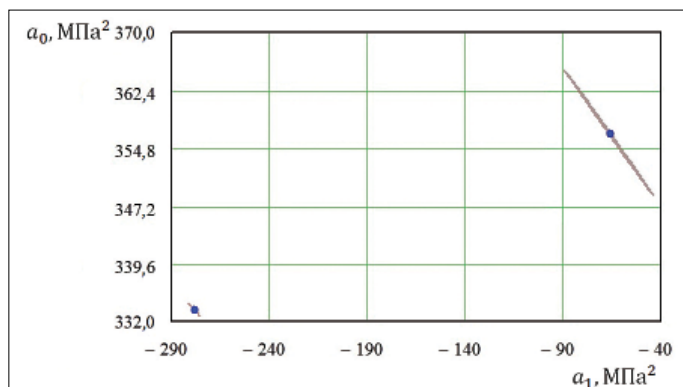


Рис. 3. Еліпсоїди оцінок параметрів моделі (1) за КВТ для св. 167 до і після проведення інтенсифікаційних робіт

Таблиця 4

Оцінки параметрів продуктивного пласта св. 167 Мовчанівського НГКР

Статистичні оцінки параметрів пласта	Кількість n статистичних експериментів					
	50	100	200	300	500	1000
$p_{\text{н}}$, МПа	18,267	18,266	18,266	18,266	18,266	18,266
$G = (kh/\eta)10^{12}$, м ³ /Па·с	85,09	86,54	85,64	85,86	85,65	85,57
$k \cdot 10^{15}$, м ²	0,020	0,021	0,020	0,021	0,020	0,020
$\sigma_{\text{н}}$, МПа	0,0014	0,0015	0,0013	0,0016	0,0014	0,0015
$\sigma_{\text{г}} \cdot 10^{12}$, м ³ /Па·с	5,431	4,496	4,173	4,303	4,415	4,519
$\sigma_{\text{к}} \cdot 10^{15}$, м ²	0,0019	0,0021	0,0017	0,0018	0,0018	0,0019
$r_{\text{рГ}}$	-0,068	-0,136	-0,038	-0,090	-0,031	-0,024
$r_{\text{рК}}$	-0,028	0,012	-0,070	-0,083	0,024	-0,022
$r_{\text{ГК}}$	0,650	0,658	0,581	0,573	0,621	0,566

У табл. 4 наведено результати оцінювання параметрів пласта (математичних сподівань і елементів матриці коваріацій) св. 167 (дата досліджень 05–08.03.2010 р.) залежно від кількості статистичних експериментів, аналіз яких свідчить про стійкість статистичних оцінок параметрів пласта при $n > 200$.

Дані табл. 3 вказують, зокрема, на вплив соляно-кислотної обробки на колекторські властивості продуктивного пласта. Результати гідродинамічних досліджень св. 206 свідчать про зростання гідропровідності в 1,5 раза внаслідок обробки горизонту Т-1-2-3, проте її дебіт зменшився. Ймовірною причиною останнього є кольматация кислотою теригенних відкладів продуктивного горизонту, з яких здійснювався основний відбір газу і конденсату до проведення робіт з інтенсифікації. Підвищення гідропровідності горизонту Т-1-2-3 зв'язано із його карбонатними відкладами. Для св. 167 гідродинамічні дослідження вказують на значні підвищення гідропровідності (в 7,1 раза) і дебіту газу (в 29,6 раза) та успішність інтенсифікаційних робіт.

Таким чином, використання інформації про точність оцінювання параметрів продуктивного пласта є важливим узагальненням методики обробки КВТ. Це дає змогу враховувати статистичні оцінки параметрів пласта в моделюванні задач розробки нафтових і газових родовищ, а також в умовах інформаційної невизначеності допускає

застосування статистичних моделей прийняття рішень з метою вибору обґрунтованих проектів.

Список літератури

1. Гриценко А.И. Руководство по исследованию скважин / А.И. Гриценко, З.С. Алиев, О.М. Ермилов, В.В. Ремизов, Г.А. Зотов. – М.: Наука, 1995. – 523 с.
2. Шагиев Р.Г. Исследование скважин по КВД / Р.Г. Шагиев. – М.: Наука, 1998. – 304 с.
3. Хисамов Р.С. Гидродинамические исследования скважин и методы обработки результатов измерений / Р.С. Хисамов, Э.И. Сулейманов, Р.Г. Фархуллин, О.А. Никашев, А.А. Губайдуллин, Р.К. Ишхаев, В.М. Хусаинов. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2000. – 228 с.
4. Иктисанов В.А. Определение фильтрационных параметров пластов и реологических свойств дисперсных систем при разработке нефтяных месторождений / В.А. Иктисанов. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2001. – 212 с.
5. Bourdet D. Use of Pressure Derivative in Well-Test Interpretation / D. Bourdet, J.A. Ayoub, Y.M. Pirard // SPE Formation Evaluation. – 1989. – June. – Рр. 293–302.
6. Чодри А. Гидродинамические исследования нефтяных скважин / А. Чодри. – М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2011. – 687 с.
7. Мыслюк М.А. Методика обработки кривых восстановления давления / М.А. Мыслюк // НТБ «Каротажник». – 2009. – Вып. 7. – С. 112–120.
8. Мыслюк М.А. До оцінки параметрів продуктивних газових пластів за кривими відновлювання тиску / М.А. Мыслюк, В.Я. Петруняк // Нафт. і газова пром-сть. – 2012. – № 2. – С. 38–40.
9. Ермаков С.М. Математическая теория планирования эксперимента / С.М. Ермаков, В.З. Бродский, А.А. Жиглявский [и др.]. – М.: Наука, 1983. – 392 с.
10. Ермаков С.М. Статистическое моделирование / С.М. Ермаков, Г.А. Михайлов. – М.: Наука, 1982. – 296 с.
11. Боровиков А.А. Математическая статистика. – М.: Наука, 1984. – 472 с.
12. Мыслюк М.А. Моделирование явищ і процесів у нафтогазопромисловій справі / М.А. Мыслюк, Ю.О. Зарубін. – Івано-Франківськ: Екор, 1999. – 426 с.

Автори статті



Мыслюк Михайло Андрійович

Д-р техн. наук, професор кафедри буріння нафтових і газових свердловин ІФНТУНГ. Напрями наукових інтересів – вибір і прийняття технологічних рішень у бурінні свердловин, моделювання процесів буріння.

Петруняк Володимир Ярославович

Інженер із видобування нафти і газу СП «Полтавська газонафтова компанія», аспірант кафедри буріння нафтових і газових свердловин ІФНТУНГ. Закінчив Полтавський національний технічний університет ім. Ю.Кондратюка за спеціальністю видобування нафти і газу. Сфера наукових інтересів – гідродинамічні дослідження продуктивних пластів.



С.М. Рудий

канд. техн. наук

Ю.Д. Качмар

канд. техн. наук

М.І. Рудий

канд. техн. наук

НДПІ ПАТ «Укрнафта»

Взаємодія силікатних порід із глинокислотними розчинами в термобаричних умовах пласта.

Ч.ІІ. Механізм розчинення компонентів породи

УДК 622.276

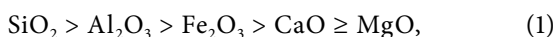
Установлено, що у разі надлишку породи до глинокислотного розчину за підвищення тиску взаємодії зникає вибірковість розчинення оксидів, що входять до складу бентонітового глинопорошку. У випадку надлишку розчину до породи механізм розчинення зазначених оксидів при високих тисках не змінюється. Збільшення тиску з 0,1 до 15 МПа призводить у цілому до зниження розчинення городищенського глинопорошку за підвищення питомої витрати кислоти на його розчинення, що пов'язане з протіканням вторинних реакцій новоутворених продуктів нейтралізації.

Установлено, что при избытке породы к глинокислотному раствору при повышении давления взаимодействия исчезает избирательность растворения оксидов, входящих в состав бентонитового глинопорошка. При избытке раствора к породе механизм растворения указанных оксидов при высоких давлениях не изменяется. Увеличение давления с 0,1 до 15 МПа способствует в целом снижению растворения городищенского глинопорошка при повышении удельного расхода кислоты на его растворение, что связано с протеканием вторичных реакций новообразованных продуктов нейтрализации.

It was established that in case of excess rock to acid-cut clay mud at increase of interaction pressure the selectiveness of dissolution of oxides within Bentonite Clay disappears. In case of excess rock the mechanism of dissolution of these oxides at high pressures is unchanged. Increasing pressure from 0.1 to 15 MPa leads to decreasing Horodyshche gel powder dissolution at higher specific consumption of acid for its dissolution, which is associated with the occurrence of secondary reactions of newly produced neutralizing products.

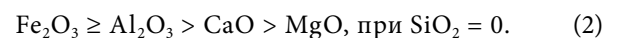
Запропонована стаття є продовженням робіт [1, 2] щодо вивчення механізму взаємодії глинокислотних розчинів (ГКР) на основі суміші 10 % HCl та 1 % HF із силікатними породами (глинисто-карбонатними пісковиками Передкарпаття і городищенським бентонітовим глинопорошком) при різних тисках (0,1–15 МПа) і температурах (40–80 °С). Проведеними раніше дослідженнями встановлено, що сповільнювальну чи прискорювальну здатність тиску стосовно розчинення теригенних порід визначають мінералогічний склад конкретної породи, тобто вміст карбонатних та силікатних порід, та склад кислотного розчину, оскільки оксиди кремнію та алюмінію мають іншу залежність розчинення, ніж оксиди заліза та оксиди одновалентних і двовалентних металів [2].

Також встановлено, що залежно від надлишку породи або кислоти розчинення взірців силікатних порід при атмосферному тиску та температурі, більшій за критичну, відбувається по-різному [1]. У разі надлишку кислоти розчинення оксидів глинопорошку ГКР при температурі взаємодії 40 °С проходить у такій послідовності:



що відповідає їх початковому вмісту в породі, а при температурі 80 °С наведена послідовність порушується

ся – винесення оксиду алюмінію переважає над винесенням оксиду кремнію. Відносно винесення оксиду кремнію становить усього 12,9–27 % від початкового вмісту у пробі, оксиду алюмінію – вже 20–60 %, тоді як оксиди заліза, кальцію та магнію розчиняються значно більше – від 65 до 100 %. Під час взаємодії ГКР із пісковиком відносно винесення оксиду кремнію зменшується до 10 %, а оксидів заліза, алюмінію, кальцію та магнію досягає 80–100 %. Отже, у пісковикі найбільше розчиняється глинисто-карбонатний цемент, тоді як скелет породи є порівняно малорозчинним. У разі надлишку породи ГКР діє вибірково: передусім розчиняються міжшарові катіони та ізоморфні домішки в глиняноporошку та в цементі пісковика. Відповідно розчинення оксидів відбувається в такій послідовності:



Запропонована робота присвячена вивченню механізму розчинення компонентів силікатних мінералів у глинокислотному розчині на основі суміші 10 % HCl та 1 % HF у термобаричних умовах, що приближені до пластових (пластова температура від 40 до 80 °С, тиск від 0,1 до 15 МПа, час контакту кислотного розчину з породою – 6 год). Результати досліджень щодо розчинності глинопорошку в ГКР за короткий час контакту (15 хв) у термобаричних умовах, подібних до пластових, наведено в [2].

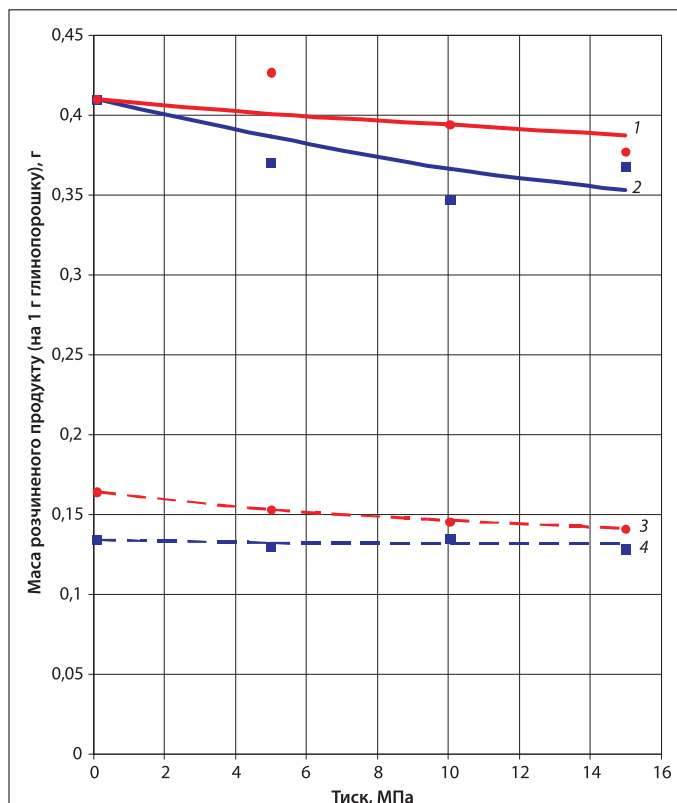


Рис. 1. Залежність розчинності городищенського глинопорошку від тиску та температури: при 40 °С – криві 2, 4, при 80 °С – криві 1, 3; при часі витримування 6 год та надлишку: 1, 2 – кислоти; 3, 4 – породи

Максимальний час знаходження кислотного розчину в пласті може становити до 6 год (2–3 год – нагнітання у пласт, 2–3 год – витримування для взаємодії останніх порцій кислотного розчину з компонентами породи та початок освоєння свердловини). Тому подальші дослідження щодо розчинності бентонітового глинопорошку в ГКР проведено із значенням витримування 6 год, що є оптимальним для максимального розчинення породи. Отримані результати наведено на рис. 1–6.

У ході лабораторних досліджень встановлено, що тривале витримування (6 год) бентонітового городищенського глинопорошку в глинокислотному розчині на основі суміші 10 % HCl та 1 % HF призводить до зміни залежності розчинення глини від величини тиску: в усіх випадках спостерігається зниження загальної розчинності бентоніту зі збільшенням тиску взаємодії. Зазвичай величина зниження розчинності глинопорошку не перевищує 30 % (див. рис. 1). Такий механізм взаємодії суттєво відрізняється від залежності, що спостерігається у разі короточасного витримування глини в кислотній суміші [2]. Якщо наявне значне розчинення бентонітового глинопорошку, що досягається під час тривалого його витримування в кислотному розчині, то вплив розчинності оксидів заліза, магнію та кальцію переважає розчинність оксиду кремнію та алюмінію. Результатом цього є за-

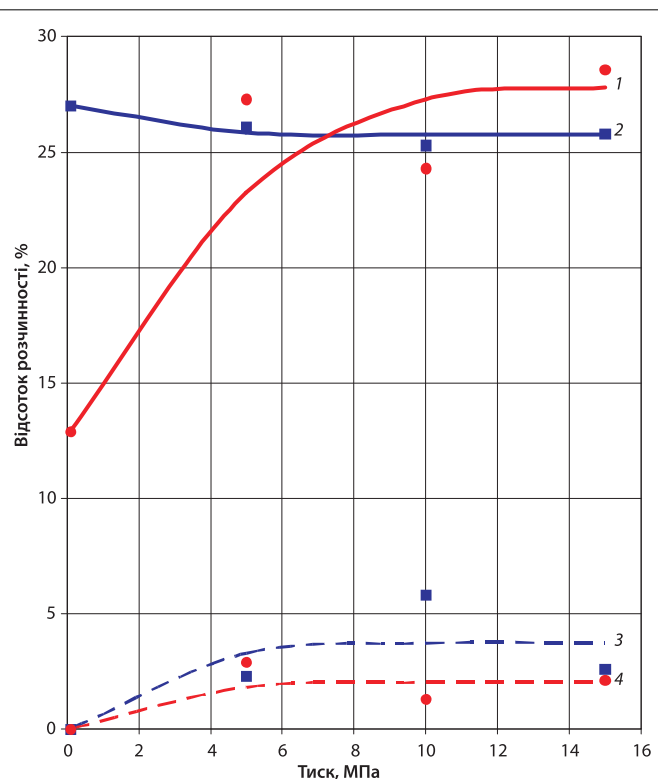


Рис. 2. Залежність розчинності оксиду кремнію з городищенського глинопорошку від тиску та температури: при 40 °С – криві 2, 3, при 80 °С – криві 1, 4; при часі витримування 6 год та надлишку: 1, 2 – кислоти; 3, 4 – породи

гальне зниження розчинності бентоніту із підвищенням тиску, оскільки цей чинник насамперед впливає на розчинність вищезазначених трьох оксидів у бік їх зниження.

Також встановлено, що надлишковий тиск призводить до зміни механізму розчинення базових оксидів бентонітового глинопорошку. Так, в умовах надлишку кислоти зі збільшенням тиску з 0,1 до 15 МПа механізм винесення оксидів металів із глинопорошку зберігається згідно з послідовністю (1). При цьому кількість винесеного оксиду кремнію завжди переважає сумарну кількість інших оксидів:

$$[\text{SiO}_2] > ([\text{Al}_2\text{O}_3] + [\text{Fe}_2\text{O}_3] + [\text{CaO}] + [\text{MgO}]). \quad (3)$$

Отриманий порядок винесення оксидів за абсолютними величинами в умовах надлишку кислоти відповідає природному їх розподілу в глинопорошку.

У разі надлишку породи під час збільшення тиску з 0,1 до 15 МПа механізм винесення оксидів металів з глинопорошку змінюється. Отже, ряд оксидів металів, що виноситься з глинопорошку, за зниженням їх кількості можна відобразити так:

$$\text{Al}_2\text{O}_3 > \text{Fe}_2\text{O}_3 > \text{SiO}_2 > \text{CaO} > \text{MgO}. \quad (4)$$

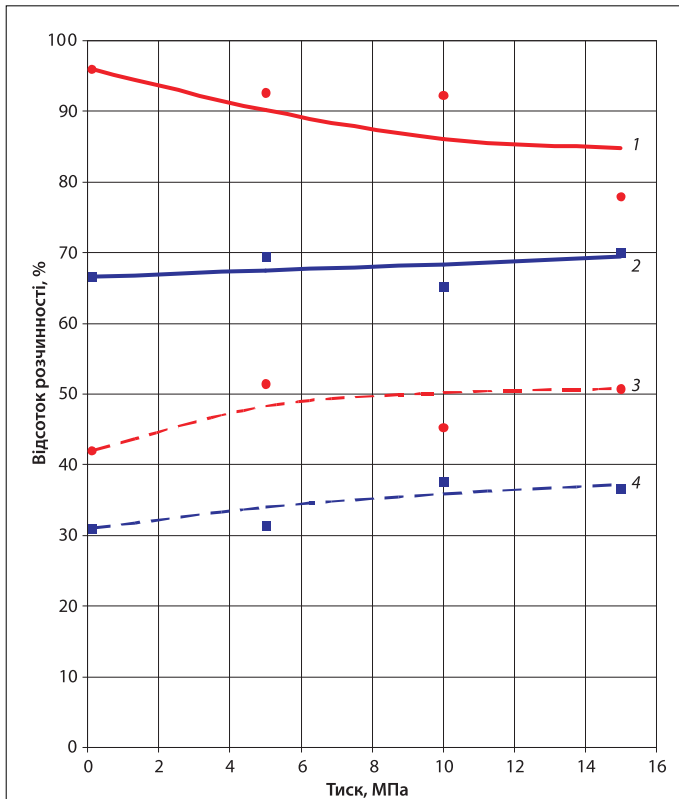


Рис. 3. Залежність розчинності оксиду алюмінію з городищенського глинопорошку від тиску та температури: при 40 °C – криві 2, 4, при 80 °C – криві 1, 3; при часі витримування 6 год та надлишку: 1, 2 – кислоти; 3, 4 – породи

Суттєвою різницею у разі підвищених тисків, порівняно з атмосферним, є зростання розчинності оксидів алюмінію та кремнію. Найбільший вплив тиску спостерігається під час взаємодії кислоти з оксидом кремнію, оскільки при атмосферному тиску він практично не розчиняється глинокислотою. Проте вже створення невеликого тиску (5 МПа) призводить до часткового розчинення оксиду кремнію в межах від 2 до 3 % від загальної його кількості (див. рис. 2). Подальше збільшення тиску до 15 МПа не спричинює зростання розчинення оксиду кремнію. Такі результати свідчать про те, що зростання тиску посилює рух кислоти до структуроутворюючих катіонів кремнію, забезпечуючи при цьому їх часткове розчинення. Через невелику швидкість розчинення таких оксидів їх частка в загальній кількості розчинених оксидів залишається незначною. Отримані результати підтверджують раніше зроблений висновок про те, що зі зростанням тиску під час взаємодії глинопорошку з ГКР за всіх інших рівних умов збільшується витрата фтористоводневої кислоти на розчинення оксиду кремнію, оскільки тільки вона здатна розчинити вказаний оксид [2]. Найбільший вплив тиску на механізм розчинення глинопорошку спостерігається у разі недостатньої кількості глинокислотного розчину в умовах, коли розчинення оксидів визначається передусім швидкістю

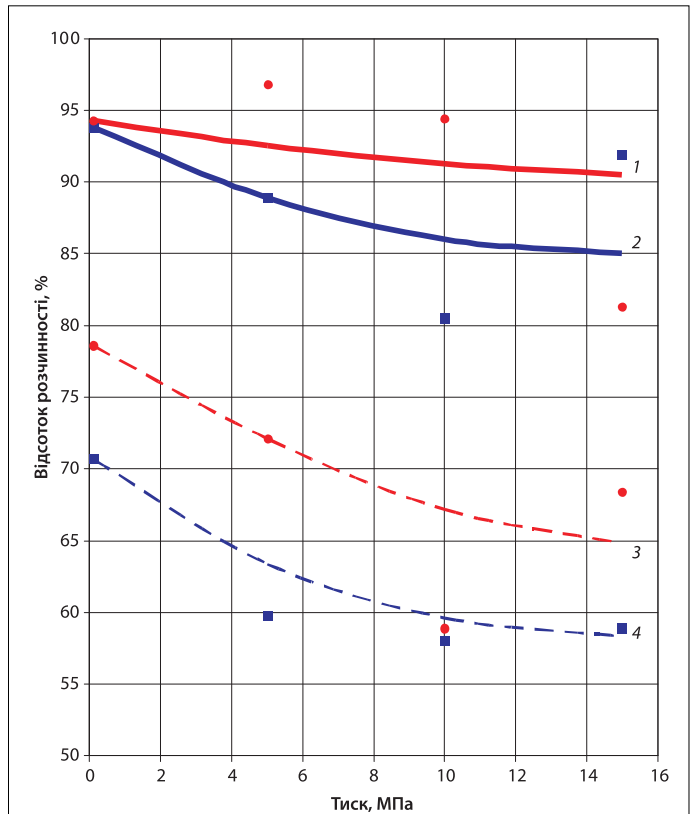


Рис. 4. Залежність розчинності оксиду заліза з городищенського глинопорошку від тиску та температури: при 40 °C – криві 2, 4, при 80 °C – криві 1, 3; при часі витримування 6 год та надлишку: 1, 2 – кислоти; 3, 4 – породи

та площею контакту оксиду з кислотою (тобто за умови надлишку породи над кислотою, що характерно для нагнітання перших порцій глинокислотного розчину в поровий простір пласта).

Іншим підтвердженням зростання витрати обох кислот зі складу глинокислотного розчину є збільшення питомої витрати кислоти на розчинення глинопорошку. Встановлено, що зі зростанням тиску з 0,1 до 15 МПа питома витрата кислоти на розчинення оксидів металів (кількість глинопорошку, розчинена в 1 мг-екв кислоти) різко зростає в 5–8 разів (рис. 7). Отримані результати свідчать про те, що зі збільшенням тиску утримання газоподібних продуктів (SiF_4 , CO_2) у рідкому стані призводить до кращого розчинення породи тією ж кількістю кислоти. У комплексі з покращенням проникної здатності кислоти в структуру глинистого мінералу це забезпечує інтенсифікацію процесу розчинення глинопорошку кислотною сумішшю. Максимум зростання показника питомої витрати кислоти спостерігається тоді, коли значення тиску дорівнює 10 МПа. Такий характер залежності пов'язаний із часткою внеску кожного конкретного оксиду в загальний результат розчинення глинистого взірця. При тисках, менших за 10 МПа, зростання питомої витрати кислоти пов'язано зі збільшенням розчинності оксидів кремнію та алюмі-

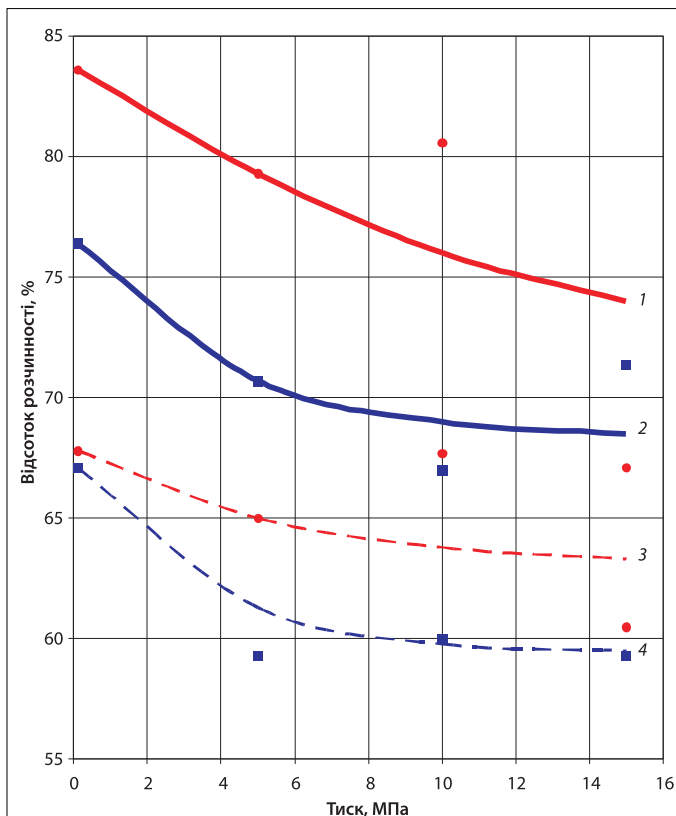


Рис. 5. Залежність розчинності оксиду кальцію з городищенського глинопорошку від тиску та температури: при 40 °C – криві 2, 4, при 80 °C – криві 1, 3; при часі витримування 6 год та надлишку: 1, 2 – кислоти; 3, 4 – породи

нію. Подальше зростання тиску стабілізує цей процес розчинення на певному рівні. Винесення решти оксидів зі збільшенням тиску має тенденцію до зниження. Тому при тисках, вищих за 10 МПа, відбувається вже часткове зниження зазначеного показника.

Проте під час розчинення окремих оксидів бентонітового глинопорошку спостерігаються відхилення від загальних тенденцій. Особливо це характерно для оксиду кремнію (див. рис. 2). За надлишку породи при температурі 40 °C процес розчинення оксиду кремнію з часом витримування зростає, а при тисках, вищих за 5 МПа, – стабілізується на певному рівні. Підвищення температури взаємодії до 80 °C призводить до зниження розчинності оксиду кремнію. Збільшення часу витримування з 0,25 до 6 год тільки погіршує процес розчинення вказаного оксиду. Відхилення від загальних принципів розчинення оксидів кислотою для оксиду кремнію спостерігається також і у разі надлишку кислоти над породою. Загальна тенденція до зниження розчинності зі зростанням тиску для оксиду кремнію спостерігається тільки за тривалого витримування ГКР при температурі 40 °C. У всіх інших випадках (вища температура, короткочасне витримування при 40 °C) спостерігається зростання розчинності оксиду кремнію зі збільшенням тиску. Іншими відхиленнями від загальних тенденцій

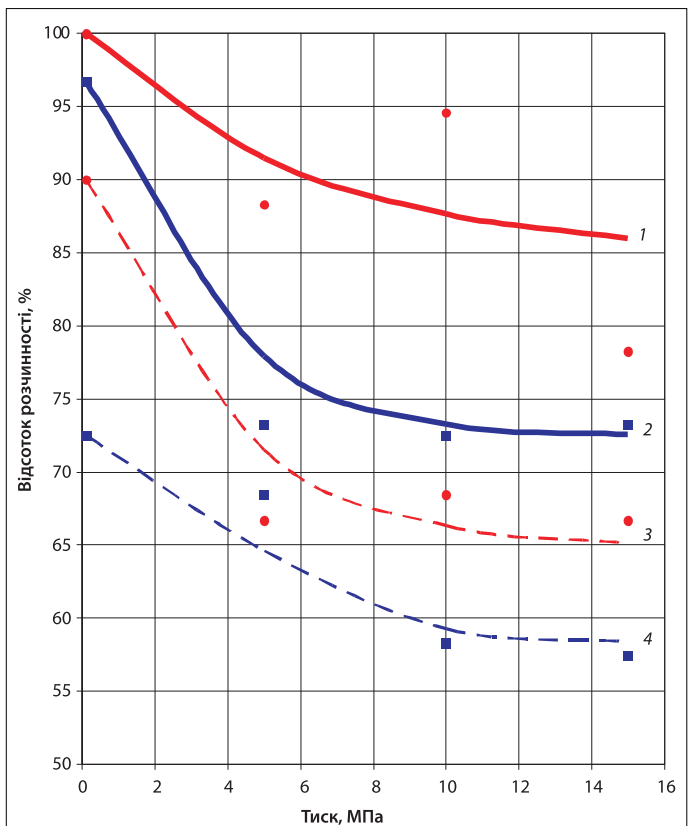
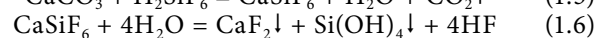
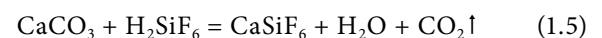


Рис. 6. Залежність розчинності оксиду магнію з городищенського глинопорошку від тиску та температури: при 40 °C – криві 2, 4, при 80 °C – криві 1, 3; при часі витримування 6 год та надлишку: 1, 2 – кислоти; 3, 4 – породи

протікання процесу є зниження розчинності оксиду кремнію зі зростанням температури з 40 до 80 °C при атмосферному тиску та зростанням часу витримування і температури до 80 °C. Якщо бентонітовий глинопорошок розчинити сумішшю 10 % HCl та 1 % HF, максимальна розчинність оксиду кремнію досягається за таких умов: надлишок кислоти над породою при температурі 80 °C та короткочасне (15 хв) витримування.

На нашу думку, відхилення розчинності оксиду кремнію за надлишку породи чи кислоти від загальної тенденції, особливо з підвищенням температури та часу витримування, пов'язано, з протіканням вторинних реакцій під час контакту кислот із продуктами нейтралізації. Результатом цього є часткове повернення вже розчиненого оксиду кремнію в нерозчинну форму (згідно з формулами 1.5–1.9), що знижує фактичні показники розчинення оксиду кремнію. Утворення кремнійфтористоводневої кислоти хоча і забезпечує подальше розчинення карбонатних та силікатних компонентів, проте в умовах порових каналів це може призводити до утворення водонерозчинних продуктів та їх блокування:



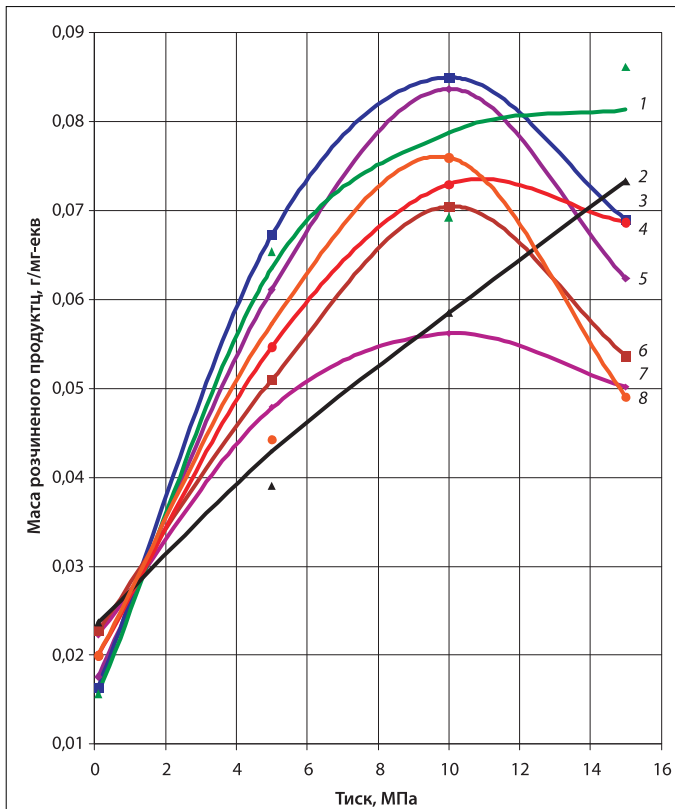
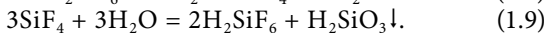
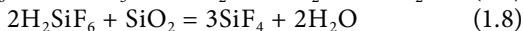
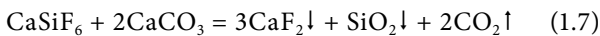
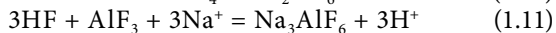
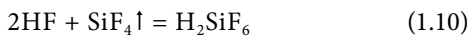


Рис. 7. Залежність питомої витрати кислоти на розчинення 1 мг-екв горючого глинопорошку від тиску та температури (при 40 °C – криві 3, 5, 6, 7, при 80 °C – криві 1, 2, 4, 8), надлишку кислоти (криві 1, 3, 4, 5) або породи (криві 2, 6, 7, 8) та часу витримування: 1, 2, 5, 7 – час витримування 15 хв; 3, 4, 6, 8 – час витримування 6 годин



Окрім того, фтористоводнева кислота здатна взаємодіяти з фторидами кремнію та алюмінію, які утворюються в процесі реакції:



Утворення комплексних солей алюмінію за надлишку фтористоводневої кислоти є можливим, оскільки розчинність таких солей є значно вищою за вихідну сіль (з 0,41 до 7,6 % для амонійної солі). Наявність соляної кислоти в глинокислотному розчині переважно забезпечує розчинення оксидів кальцію, магнію і заліза та перетворення малорозчинних солей фторидів алюмінію та заліза в більш розчинні солі хлоридів.

Оскільки протікання вторинних реакцій із підвищенням температури та часу витримування зростає, то, відповідно, збільшується і кількість оксиду кремнію, що повертається з розчину на поверхню, та зменшується показник фактичного розчинення окси-

ду кремнію. Таким чином, підвищення тиску, температури та часу витримування, при яких відбувається взаємодія глинокислотного розчину з оксидами кремнію, не сповільнює процесу їх розчинення, а навпаки, прискорює, результатом чого є протікання вторинних реакцій та повернення діоксиду кремнію на поверхню породи у модифікованій формі (водні та безводні сполуки SiO_2).

У разі надлишку кислоти щодо породи зростання тиску взаємодії не змінює механізму розчинення базових оксидів глинопорошку: він є максимальним і пов'язаний переважно з кількісним вмістом оксидів у самій породі. У разі надлишку породи щодо кислоти зростання тиску взаємодії призводить до зникнення вибіркового розчинення оксидів, що відбувається у зв'язку з пришвидшенням проникнення активної кислоти в глибину глинистого мінералу та зі зростанням розчинності оксидів кремнію та алюмінію, які є структуроутворюючими катіонами кременистих тетраedrів глинопорошку. Проте отримані показники розчинності оксидів кремнію, алюмінію та заліза для цих умов є меншими, ніж показники, характерні для умов надлишку кислоти. Встановлений механізм взаємодії свідчить про те, що у ході фільтрації глинокислотного розчину на основі соляної та фтористоводневої кислот через заданий об'єм порового колектору під час проходження перших порцій розчину (умови надлишку породи над кислотою) відбувається тільки часткове розчинення базових оксидів породи, яке визначається швидкістю їх розчинення. Показовим у цьому процесі є оксид кремнію. При атмосферному тиску його взагалі не розчиняє глинокислотний розчин. Підвищення тиску спричиняє до початку його розчинення (2–3 % від загальної кількості). І тільки створення надлишку кислоти над породою під час фільтрації основного об'єму ГКР забезпечує інтенсивне розчинення оксиду кремнію, що входить до складу силікатних мінералів.

Проведені дослідження показують, що використання у складі глинокислотного розчину сильної фтористоводневої кислоти за високих температур (80 °C і вище) та тривалого часу витримування є недоцільним через високі значення швидкості розчинення силікатних і глинистих мінералів та протікання вторинних реакцій, результатом яких є як нераціональне використання фтористоводневої кислоти для реакції з фторидами кремнію, алюмінію та заліза, так і вторинне утворення водних та безводних форм оксиду кремнію (що в умовах порового колектору може спричинити їх блокування). Доцільним є використання сповільнено діючих форм глинокислотних розчинів (суміш соляної та фтористоводневої кислот зі зменшеною концентрацією або з відповідними додатками або суміш слабкої кислоти та HF чи її солі, або кремнійфтористоводневої чи борофтористоводневої кислот [3]). За умови використання малокоцентрованих за HF глинокислотних розчинів це спричиняє зниження глибини кислотної дії, особливо для силікатних та глинистих компонентів. Оскільки застосування кремнійфтористоводневої

кислоти є оптимальним тільки в пластах із виключно глинистим цементом, то борофтористоводнева кислота є більш перспективною кислотною основою, оскільки може бути використана у пластах із карбонатним, карбонатно-глинистим чи глинистим цементом [4].

Список літератури

1. **Качмар Ю.Д.** Исследование процесса разложения силикатных пород глинокислотой / Ю.Д. Качмар, Н.М. Ватаманюк, М.М. Падва // Нефтепромысловое дело. – 1971. – № 8. – С. 11–13.
2. **Рудий С.М.** Взаємодія силікатних порід із глинокислотними розчинами в термобаричних умовах пласта. Ч.I. Вплив тиску на розчинність породи / С.М. Рудий, Ю.Д. Качмар, М.І. Рудий // Нафтогазова галузь України. – 2013. – № 1. – С. 22–27.
3. **Економидис М.Д.** Воздействие на нефтяные и газовые пласты / М.Д. Економидис, К.Г. Нольте. – Краснодар: ВНИИКРнефть, 1992. – Т. 2. – 431 с.
4. **Рудий М.І.** Кислотне діяння на нафтогазовий пласт. Т. 1. Кислоти / М.І. Рудий, С.М. Рудий, С.В. Наследников – Івано-Франківськ: ПП «Галицька друкарня Плюс», 2011. – 482 с.

Автори статті

Рудий Сергій Мирославович

Кандидат технічних наук. Працює в Науково-дослідному і проєктному інституті ПАТ «Укрнафта». Закінчив Інститут приrodnich наук Прикарпатського національного університету



Качмар Юрій Дмитрович

Провідний інженер Науково-дослідного і проєктного інституту ПАТ «Укрнафта», гірничий інженер, кандидат технічних наук, старший науковий співробітник, академік Української нафтогазової академії. Серед наукових інтересів – дослідження кислотної обробки низькопроникних слабокарбонатних колекторів.



Рудий Мирослав Іванович

Кандидат технічних наук, член-кореспондент УНГА. Працює в Науково-дослідному і проєктному інституті ПАТ «Укрнафта». Коло наукових та виробничих інтересів – розробка нових та вдосконалення традиційних технологій інтенсифікації на базі нових хімічних реагентів і впровадження розроблених методів на родовищах ПАТ «Укрнафта» з метою стабілізації видобутку нафти і газу на пізній стадії розробки вуглеводневих покладів.



НОВІ КНИГИ

З нагоди 20-річчя Української нафтогазової академії (УНГА) видавничим центром «Логос» за редакцією канд. техн. наук З.П. Осінчука видано великоформатну книгу «Нафтогазова галузь України: поступ і особистості». Книга обсягом 322 стор., у підготовці та друкуванні якої брали участь 22 члени УНГА, а також іять українських підприємств-спонсорів, є унікальною за своїм змістом та обсягом інформації. Вона складається з двох розділів. У першому висвітлено історичні аспекти розвитку семи напрямів нафтогазового комплексу України – геологія нафти і газу, буріння свердловин, видобування нафти і газу, їх транспортування, переробка, газопостачання і газифікація та забезпечення галузі кадрами. Описи всіх напрямів – це сконцентровані хронологічні зведення виробничої діяльності з цифрами, персоналіями, результати науково-дослідних робіт, сьогоденні проблеми і напрями подальших робіт. Повнотою і висококваліфікованим викладом вирізняються напрями буріння свердловин і переробка нафти і газу.

У другому розділі наводяться стислі біографії і трудові досягнення 515 особистостей, у т.ч. дванадцяти жінок. Розділ охоплює розповіді про фахівців вікового діапазону від 1854 до 1984 року. Абсолютна більшість них народилися, вчилися та працювали в Україні, 15 % приїхали в Україну в основному з Ро-



сії і Азербайджану. 8 % фахівців, народившись та здобувши освіту в Україні, працювали за межами батьківщини (в основному в Росії) та досягли значних виробничих успіхів.

Наполегливість у досягненні мети та бажання самовдосконалюватися – ось визначні риси характеру та вдачі багатьох нафтовиків та газовиків. Це стало запорукою розквіту галузі у другій половині ХХ ст. За період становлення нафтогазового комплексу виросли сімейні династії фахівців Киселів, Михалевичів, Мрозеків, Рудків та ін.

На жаль, до книги не увійшли життєписи С.П. Вітрика, В.Ю. Зайченка, В.П. Козака, В.І. Мяснікова,

В.М. Стефанишина, С.Є. Черпака, М.В. Червінської, які зробили вагомий вклад у розширення ресурсної бази газу і нафти та обсягів їх видобутку на сході України.

Книга стане корисною не тільки для фахівців і студентів нафтогазової галузі, а й для вітчизняних істориків, економістів і етнографів.

І. Леськів

канд. геол.-мінерал. наук

С.В. Гошовський

д-р техн. наук

Ю.І. Войтенко

д-р техн. наук

УкрДГРІ

П.О. Сорокін

КНУ ім. Т.Г. Шевченка

Ефективність сучасних технологій вторинного розкриття продуктивних горизонтів і шляхи її підвищення

УДК 622.245.142

Розглянуто технології вторинного розкриття продуктивних пластів. Показано вплив основних факторів на ефективність технологій під час закінчування та експлуатації свердловин.

Рассмотрены технологии вторичного вскрытия продуктивных пластов. Показано влияние основных факторов на эффективность технологий при заканчивании и эксплуатации скважин.

The technologies of secondary penetration of a productive formations are considered. Main factors affecting the efficiency of technologies in well completion and operation are shown.

Успішність геологорозвідувальних робіт (ГРП) на нафту і газ визначається рівнем технологій, які застосовують на основних стадіях пошуково-розвідувальних робіт: сейсмозвідки, буріння та закінчування свердловин. У царині технологій буріння та закінчування свердловин найважливішими чинниками, що впливають на кінцеву ефективність розкриття продуктивних горизонтів і достовірність оцінки запасів, є величини репресій на пласт під час первинного і вторинного розкриття, фізико-хімічні властивості технологічних рідин, які використовують у ході буріння і вторинного розкриття пластів, а також деякі технологічні параметри: глибина перфораційного отвору, їх кількість, кут фазування отворів, діаметр отвору [1–5].

Мета роботи – оцінити ефективність сучасних методів вторинного розкриття колекторів нафти і газу і окреслити шляхи її підвищення.

Аналіз фахової літератури [2] показує, що вторинне розкриття продуктивних пластів при репресії в соляних розчинах (CaCl_2 , KCl) призводить до зниження продуктивності газових свердловин на 40–50 %, нафтових – на 20–40 %.

За даними [1–3] щодо оцінки первинного розкриття буріння продуктивних горизонтів на родовищах України можна визначити особливості:

неприпустимо високі значення репресії у процесі первинного розкриття продуктивних горизонтів, особливо в інтервалах АНПТ на глибинах, що перевищують 2500 м; це призводить до необхідності застосування спеціальних робіт для виклику припливу пластового флюїду [1];

бурові розчини та рідини гущіни свердловин (РГС) на водній основі, у тому числі з використанням сольових розчинів, призводять до погіршення колекторських властивостей гранулярних порід колекторів і зниження проникності на 20–50 % залежно від початкової проникності; за даними, зокрема [2], застосування емульсій «вода в нафті» або бурових розчинів (чи РГС) на нафтовій основі дає можливість отримувати питому продуктивність свердловин у 4–20 разів більшу, ніж із промивкою вибою водою або буровим розчином на водній основі;

за межами України (в окремих випадках на Україні) застосовують спеціальні бурові розчини, які менше забруднюють зону навколо свердловини; зарубіжні бурові та сервісні компанії використовують технології первинного розкриття на рівновазі та депресії на пласт.

Світовий досвід [2–5], а також авторські дослідження, проведені для декількох десятків родовищ ДДЗ, Прикарпатського і Закарпатського прогинів, показали, що надзвичайно важливе значення для кінцевої ефективності робіт із розкриття продуктивних горизонтів має вигляд технологій вторинного розкриття: у разі депресії, на рівновазі чи репресії на пласт. Для технологій буріння із застосуванням глинистих, полімер-сольових, полімер-гуматних розчинів [1] чи навіть розчинів на нафтовій основі [2], які використовують в Україні та близькому зарубіжжі, загальним правилом є закінчування свердловини кумулятивною перфорацією при депресії, на рівновазі або на мінімальній репресії на пласт, дуже рідко гідропіскоструминною перфорацією або фільтром. Згідно з нашим дослідженням по родовищах ДДЗ та сарматських відкладах Прикарпатського прогину, завдяки технології перфорації при депресії на пласт малогабаритними перфораторами на кабелі збільшення дебітів свердловин по газу і конденсату сягає в 1,2–1,5, інколи в 2–3 рази порівняно з перфорацією цих же об'єктів при репресії більш потужними зарядами. Згідно з [2], перфорація при депресії перфораторами ПР-43, ПР-54 спричиняє збільшення дебітів в 2–3 рази порівняно з перфорацією зарядами ПКС-80 навіть після додаткової інтенсифікації припливу генератором тиску типу ПГД.БК-100/150.

В умовах глибокої депресії під час перфорації в газовому середовищі ефект посилюється настільки, що продуктивність свердловини збільшується на порядок [6, 7]. В Російській Федерації технологію розкриття масивних газових покладів використовують у два етапи:

в умовах глибокої депресії розкривають перші кілька метрів продуктивного горизонту з подальшим очищенням на факел розкритої зони протягом кількох діб;

розкриття основної частини покладу здійснюють у газовому середовищі, що забезпечує збільшення глибини перфораційного отвору продуктивності свердловини на порядок, а також зниження витрат на освоєння та ремонт, зменшення шкідливого впливу на довкілля [6, 7].

Корпусні перфоратори на кабелі та заряди надглибокого проникнення, які створюють канали в породі-колекторі в 1,5–1,6 рази глибші, ніж їх аналоги, добре зарекомендували себе в нафтових свердловинах на родовищах Західного Сибіру, де їх застосовують для дострілювання та перестрілювання з метою вирівнювання профілю припливу, інтенсифікації припливу

пластової рідини в діючих, у тому числі й у низькопродуктивних, свердловинах [8].

Позитивних результатів у разі проведення перфорації при репресії на пласт у газоконденсатних свердловинах навіть зарядами надглибокого проникнення можна досягти лише за виконання таких умов:

- розкриття на мінімальній репресії;
- нагнітання у проектний матеріал спеціальної рідини, що не забруднює породи-колектора;
- проведення перфорації в найкоротші терміни;
- проведення робіт із освоєння свердловини зразу ж після перфорації.

Треба зауважити, що під час репресії на пласт порода-колектор знаходиться у стані, близькому до всебічного стиснення, а в умовах депресії, особливо глибокої, при перфорації в газовому середовищі порода-колектор розвантажена з боку свердловини,

що сприяє збільшенню пористості, розкритості тріщин, тобто деякому розуцільненню породи і, як наслідок, збільшенню глибини каналу. Навколо повністю розвантаженої свердловини деякі породи розуцільнюються за відомим механізмом зональної дезінтеграції концентричними кільцевими тріщинами.

Під час проектування робіт із вторинного розкриття часто не враховують реальної глибини каналу в породи-колекторі на місці залягання, яка для успішного розкриття об'єкта повинна бути співрозмірна з радіусом зони кольматації або перевищувати її. На рис. 1 показано залежність коефіцієнта гідродинамічної досконалості свердловини від довжини перфораційного каналу [2]. Звідси витікає такий результат: якщо навколо свердловини є зона зниженої в 10 разів проникності розміром (по радіусу) 100 мм, то канал завдовжки $l_k = 90$ мм дасть $\varphi = 0,4$, а $l_k = 150$ мм – φ близько 0,9, тобто більше ніж вдвічі. Для більшості свердловин, пробурених на глинистих розчинах із репресією на пласт, зона забруднення становить 0,4–0,6 м, а в деяких випадках досягає декількох метрів [2]. Отже, для якісного розкриття необхідно мати заряди з глибиною каналу, що перевищує розміри зони проникнення фільтрату, тобто l_k має бути не меншим за 600–700 мм. Більшість українських та іноземних перфораційних систем масового застосування мають саме такі або більші параметри каналу, отримані за відстрілом мішеней за методикою API RP-19B. Проте вони, як правило, не забезпечують зв'язку свердловини з незабрудненою зоною пласта.

Глибина перфорації в породи-колекторі, як правило, відрізняється від глибини, отриманої на керновому матеріалі або в мішенях-імітаторах. На рис. 2, а показано за-

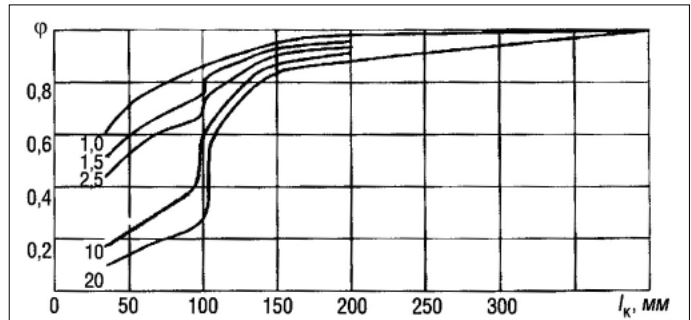


Рис. 1. Залежність коефіцієнта гідродинамічної досконалості від довжини перфораційного каналу: $d_k = 6,35$ мм; $n = 13$ отв/м; $R_2 = 175$ мм; $r_c = 75$ мм; $R_k = 300$ мм. Шифр кривих – кратність зниження « k » у зоні проникнення бурового розчину

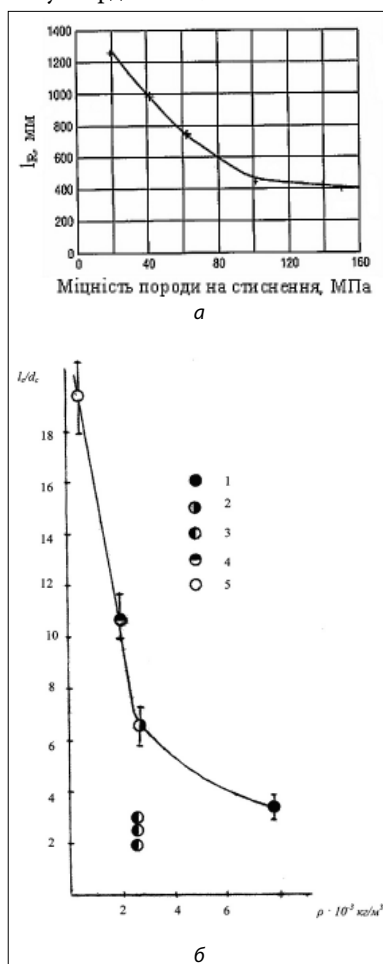


Рис. 2. Залежність: а – глибини каналу від міцності [2]: бетон (20 МПа); м'який піщаник Berea (41 МПа), міцний пісковик Berea (63 МПа); міцні породи Nugget (104 МПа), Granite (140 МПа), Blue Top (154 МПа); б – відносної глибини каналу від щільності матеріалу мішені (1 – сталь, 2 – алюмінієвий сплав, 3 – граніт, 4 – бетон, 5 – пінобетон)

лежності глибини каналу l_k від міцності породи [2], на рис. 2, б – від щільності матеріалу мішені. Криву на рис. 2, б автори отримали у ході випробувань кумулятивного герметичного заряду ЗКМ-38Д на пінобетонній, бетонній, гранітній, алюмінієвій та сталевій мішенях (d_c – діаметр шашки заряду). Пористість пінобетону, бетону та граніту в експериментах становила відповідно 80–82, 20–22 та 1,7–1,9 %. Враховуючи, що зі зростанням щільності порід, як правило, збільшується і міцність [9], то можна прогнозувати, що в щільних породах осадового чохла і в породах фундаменту глибина каналу буде меншою, а в породах середньої та високої пористості, тріщинуватих породах – більшою. Але вона завжди буде меншою від глибини каналу, отриманого на мішенях із штучних геоматеріалів або із кернового матеріалу, які рекламують компанії-виробники та сервісні компанії. Графік на рис. 2, б ілюструє, крім того, відомий експериментальний результат різкого зниження глибини каналу в крихких матеріалах і породах (глибина каналу в граніті менша, ніж в сталі). Тобто для щільних осадових порід та порід фундаменту необхідно застосовувати більш потужні системи перфорації.

Аналіз результатів робіт із вторинного розкриття продуктивних горизонтів зі зростанням глибини залягання показує, що на глибинах понад 4–4,5 км ефективність усіх систем перфорації зменшується через зниження пористості і збільшення міцності порід. Тому часто свердловини не досягають проектної продуктивності [10]. Зі зростанням глибини необхідно збільшувати глибину та кількість отворів, тобто потужність зарядів перфоратора, а операцію із розкриття пласта супроводжувати інтенсифікацією припливу [2].

У низькопористих колекторах, особливо на межі кондиційності ($k_{\pi} \leq 5-8\%$), ефективність перфорації також різко падає. Для цього типу колекторів потрібна технологія закінчення

свердловин із інтенсифікацією припливу або спорудженням похило-скерованих і горизонтальних свердловин із закінченням їх глибоко проникаючою перфорацією, а в окремих випадках – інтенсифікацією припливу, як це роблять у ході видобування сланцевого газу і газу центральнобасейнового типу. Альтернативою може бути спеціальна технологія первинного розкриття з обмеженням проникнення фільтрату в пласт [11].

Зменшення глибини каналу в щільних міцних породах-колекторах якоюсь мірою компенсується утворенням тріщин навколо отвору, наявність яких встановлено в експериментах [2]. Під час перестрілювання перфорованих раніше інтервалів ці тріщини збільшуються у розмірах під дією ударних хвиль та гідропотоків, особливо від зарядів безкорпусних кумулятивних перфораторів і торпед. В областях взаємодії вибухових хвиль від сусідніх зарядів можуть утворюватися зони дилатансії [2, 9]. Кумулятивний струмінь проникає у породу, насичену, як правило, фільтратом бурового розчину, що сприяє підвищенню інтенсивності ударної хвилі і процесу тріщиноутворення.

Цими фізико-механічними ефектами пояснюється позитивний інтенсифікуючий вплив повторної перфорації на продуктивність свердловин, який ще більше посилюється у разі перфорації в фізично і хімічно активних рідинах. Зауважимо, що існує клас колекторів, у яких відбуваються зворотні процеси: ущільнення стінок перфораційного отвору. Це переважно глинисті і високопористі осадові породи.

Відомо, що ненульовий кут фазування зарядів у перфораторі (60°, 90°) збільшує продуктивність свердловини на 10–15% [4]. Цей факт пояснюється просторовим рознесенням отворів, які розташовані по спіралі, а не вздовж твірної при нульовому куті фазування. Таке розташування отворів дає змогу запобігти додатковому ущільненню пластичного колектора у разі високої густини перфорації та збільшує об'єм зони дренажування в крихких і квазікрихких породах-колекторах, зменшує гідравлічний опір руху флюїду поблизу свердловини.

На прикладах Юліївського, Скворцівського та деяких інших родовищ встановлено, що за високого пластового тиску в газовому покладі і помірних значень репресій на пласт при первинному розкритті колекторів середньої пористості хороші результати отримані навіть у разі перфорації при репресії та депресії старими системами перфорації ПКСУЛ-80, ПКО-89, ПР-43 тощо.

У випадку відсутності результату після вторинного розкриття в теригенних низькопористих колекторах, у колекторах із АНПТ, представлених чистими кварцовими пісковиками, і в колекторах, представлених породами фундаменту (граніти, гранодіорити), рекомендовано застосовувати вибухово-імпульсні методи інтенсифікації (секційні торпеди, горючо-окислювальні суміші тощо), а для порід із невеликими домішками пластичних компонентів (глинисті пісковики, алевроліти, у т.ч. із вапняковим цементом) – імпульсно-хімічні методи інтенсифікації (малогабаритні секційні торпеди, порохові генератори тиску в комплексі з хімічними та фізико-хімічними реагентами за умови відсутності поблизу водоносних горизонтів).

Насамкінець зазначимо основні шляхи підвищення ефективності розкриття продуктивних горизонтів:

технології обмеження фільтрації рідкої фази бурових розчинів у пласт;

вдосконалення техніки і технології вторинного розкриття продуктивних пластів.

Із усього вищеприписаного можна зробити такі висновки.

На основі фахової літератури та досліджень авторів статті щодо ефективності вторинного розкриття продуктивних горизонтів встановлено, що умовами успішного розкриття об'єктів пошуку та видобування традиційних вуглеводнів є помірні контрольовані значення репресій на пласт під час первинного та вторинного розкриття, переважне застосування вторинного розкриття при глибокій депресії на пласт або на рівновазі, збільшення кількості та глибини отворів із глибиною залягання колектора, мінімальні терміни проведення робіт, застосування інтенсифікуючих рідин у ході вторинного розкриття в умовах репресії на пласт. У разі невиконання вказаних умов слід застосовувати інтенсифікуючі обробки привибійної зони пласта, зокрема перестрілювання і дострілювання перфорованих інтервалів на першому етапі, фізичні, хімічні або комплексні методи інтенсифікації – на другому.

У колекторах із граничною пористістю закінчування свердловини повинно включати інтенсифікацію припливу з утворенням нових дренажних каналів у пласті як у вертикальних і похило-скерованих, так і горизонтальних свердловинах.

Список літератури

1. **Мислюк М.А.** До оцінки первинного розкриття продуктивних горизонтів на родовищах України / М.А. Мислюк, І.М. Ковбасюк, В.М. Стасенко, М.В. Гунда // Нафт. і газова пром-сть. – 2005. – № 6. – С. 17–19.
2. **Гайворонский И.Н.** Коллекторы нефти и газа Западной Сибири, их опробование и вскрытие / И.Н. Гайворонский, В.С. Замахаев, Г.Н. Леоненко. – М.: Геоинформцентр, 2003. – 364 с.
3. **Світлицький В.М.** Сучасні проблеми розкриття та збереження продуктивних характеристик пластів / В.М. Світлицький, О.О. Іванків, Є.В. Вішнікін // Нафт. і газова пром-сть. – 2006. – № 6. – С. 16–18.
4. **Чарли Косад.** Выбор стратегии перфорирования / Чарли Косад // Нефтегазовое обозрение. Шлюмберже. – 1998. – Вып. 3. – С. 34–52.
5. **Гошовський С.В.** Вторинне розкриття нафтогазових пластів та шляхи підвищення його ефективності // Нафт. і газова пром-сть. – 1999. – № 4. – С. 24–27.
6. **Силкин Г.Е.** Вторичное вскрытие продуктивных пластов на газоконденсатных и нефтяных месторождениях Томской области // Каротажник. – 2005. – № 1 (128). – С. 34–47.
7. **Андреев О.П.** Новая технология вторичного вскрытия пластов на Заполярном НГКМ / О.П. Андреев, С.И. Райкевич, Р.М. Минигулов // Актуальные проблемы и новые технологии освоения месторождения углеводородов Ямала в XXI веке. – М., 2004. – С. 150–156.
8. **Шпуров И.В.** Эффективность применения перфорационных систем фирмы «Динамит нобель» на месторождениях Западной Сибири / Шпуров И.В., Абатуров С.В., Ротбергер А.В. [и др.] // Техника и технология добычи нефти. – 2001. – № 2. – С. 7–10.
9. **Михалюк А.В.** Горные породы при неравномерных динамических нагрузках / А.В. Михалюк. – К.: Наук. думка, 1980. – 154 с.
10. **Лукин А.Е.** Нефтегазоносные коллекторы глубокозалегающих нижнекаменноугольных комплексов центральной части Днепровско-Донецкой впадины / А.Е. Лукин, Н.В. Щукин, О.И. Лукина, Т.М. Пригарина // Геофизический журнал. – 2011. – Т. 33. – № 1. – С. 3–27.
11. **Васильченко А.О.** Завершения нафтогазових свердловин в Україні: сучасний стан і можливі напрями розвитку технології / А.О. Васильченко, М.А. Мислюк // Нафт. і газова пром-сть. – 2008. – № 5. – С. 13–15.

С.О. Сторчак

д-р техн. наук

В.О. Заєць

Національна акціонерна компанія

«Нафтогаз України»

Б.П. Савків

Про концепцію підземного зберігання газу в Україні

УДК 622.619.24-55

Стаття присвячена питанню розроблення нової концепції підземного зберігання газу, яка включає в себе формування газового вузла на базі західного комплексу підземного зберігання газу України, розташованого в центрі Європи.

Статья посвящена вопросу разработки новой концепции подземного хранения газа, которая включает в себя формирование газового узла на базе западного комплекса подземного хранения газа, расположенного в центре Европы.

New conception of underground storage is proposed. It includes formation of gas hub on the base of West Ukrainian complex of underground gas storage facilities, situated in the centre of Europe.

Створений в Україні переважно у 1965–1992 рр. потужний комплекс із підземного зберігання газу (ПЗГ) за своїм активним об'ємом (31,95 млрд м³) посідає друге місце в Європі після російського та одне з перших за сумарною добовою продуктивністю після повного заповнення (250 млн м³). Хоча на початкових стадіях розвитку підземного зберігання газу розроблення концепцій їх створення як нормативного чи директивного документа не практикувалося, відповідні концептуальні підходи дійсно існували. Це насамперед стосується створення підземних сховищ для надійного газопостачання Києва, забезпечення газом основних газоспоживаючих центрів України, а також для великого транзиту до країн Європи [1].

Створення в минулому столітті підземних сховищ газу (ПСГ) у колишньому СРСР здійснювали на підставі постанов уряду та наказів Міністерства газової промисловості. При цьому останнім часом враховували техніко-економічні доповіді (ТЕД) розвитку газової промисловості. На зламі століть питання планування розвитку мережі підземного зберігання газу в Росії та Україні здійснюється на основі затверджених концепцій.

Концепція створення підземних сховищ являє собою первинний документ для створення або модернізації ПСГ і базується на основі комп'ютерної моделі спільного функціонування єдиної системи газопостачання та підземного зберігання газу на перспективу (на 10 і за необхідності більше років) та уточнюється кожні п'ять років. Завданням концепції є оцінка нерівномірності газоспоживання, перспектив її зміни та розроблення стратегії її регулювання за рахунок подальшого розвитку та оптимізації ПСГ у системі газопостачання. Затверджена в установленому порядку, концепція створення та вдосконалення підземних газосховищ є підставою і, по суті, першим етапом проектування створення нового сховища, його розширення або модернізації.

Заведення порядку з систематичного оновлення концепції підземного зберігання газу в Росії на тлі часткової чи докорінної зміни експортних потоків газу потребує адекватного вдосконалення концепції функціонування мережі ПЗГ України як гаранта надійності транзитних поставок газу вітчизняною газотранспортною системою. У 2007–2008 рр. Дочірнє підприємство «Науканафтогаз» на замовлення Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України» розробило Концепцію функціонування та розвитку системи підземних сховищ газу України. У ній досліджено структуру споживання природного газу в Україні за період 2001–2005 рр., дано оцінку на перспективу, здійснено моделювання сезонних та добових змін попиту на газ, визначено необхідні обсяги зберігання газу та максимальну продуктивність сховищ, запропоновано геологічні об'єкти для створення нових сховищ, визначено напрями розвитку та вдосконалення мережі до 2030 року, розглянуто питання технічного прогресу та економічні показники сховищ у ринкових умовах. У ній передбачено ліквідацію дефіциту потужностей ПСГ у центральних та східних регіонах країни за рахунок завершення розширення Пролетарського та Кегичівського ПСГ, розширення Солохівського та Глібівського ПСГ, модернізації Червонопартизанського, Краснопопівського та Вергунського ПСГ, додаткового створення ПСГ у водоносних пластах геологічних структур, розташованих на території Харківської, Донецької та Одеської областей.

У концепції відображено заходи з підвищення рівня відбирання газу в пікові періоди та подальшого вивчення технології заміщення частини буферного газу альтернативними газами. Проте запропонована програма виконана не повністю. Здійснено лише заміну кількох двигунів на компресорних станціях на двигуни з підвищеним ККД, розпочато впровадження надійних протипіскових фільтрів на свердловинах, схильних до виносу піску, та про-

водяться підготовчі роботи для впровадження технології часткового заміщення азотом буферного природного газу на Дашавському ПСГ.

Протягом тривалого часу високий потенціал вітчизняного комплексу підземного зберігання газу використовується не на повну потужність. Існує нагальна потреба розроблення оновленої концепції підземного зберігання газу з посиленням обґрунтування її привабливості як для імпортерів, так і експортерів газу. Вона повинна стати основою для якнайповнішого використання транзитних можливостей української газотранспортної системи, а також регульовальних можливостей для паралельних маршрутів російського газу. Мережа підземного зберігання газу України, особливо її західний комплекс (активна місткість близько 25 млрд м³), являють собою найвигідніше місце для створення східноєвропейського газового «хабу» для регулювання та забезпечення надійності газопостачання Європи.

Незважаючи на створення значної складової газу для надійності експорту в загальному активному об'ємі ПСГ Росії, далеко не найхолодніша зима 2011–2012 року виявила неготовність ВАТ «Газпром» до надійного забезпечення газом європейських споживачів у порівняно екстремальних умовах. Тільки використання заощадженого в ПСГ українського газу сприяло поліпшенню ситуації.

Побудована в Україні мережа підземного зберігання газу показала свою високу надійність в часи повного припинення надходження російського газу у січні 2009 р., забезпечивши у відповідальний зимовий період газопостачання країни у нештатному режимі за рахунок утворених раніше далеко не повних та значно витрачених у кінці 2008 року запасів.

Для унеможливлення господарської невизначеності (від тенденції зведення до мінімуму підземного зберігання до збільшення його потенціалу в 1,5 раза) у новій концепції потрібно економічно обґрунтувати декілька варіантів функціонування мережі підземного зберігання газу. Особливу увагу потрібно приділити унікальному Більче-Волицько-Угерському ПСГ, урахувавши те, що протягом тривалого часу воно використовувалося тільки на половину своєї потужності.

З метою збільшення загального об'єму зберігання газу, зокрема потенціальної сумарної продуктивності підземних газосховищ, потрібно також обґрунтувати доцільність та поєднання розширення Пролетарського, Солохівського, Опарського та Кегичівського ПСГ, модернізації Вергунського та Краснопопівського ПСГ. Розгляд можливості розширення Глібовського ПСГ необхідно пов'язати з використанням його місткості під час збільшення видобування газу з родовищ шельфу Чорного моря – Одеського та Безіменного, подальшої його подачі до локальної газотранспортної системи Криму та всієї системи газопостачання України.

Важливе значення для розроблення оптимальних шляхів збільшення пікової продуктивності газосховищ України має використання міжнародного досвіду забезпечення цієї можливості за рахунок створення ПСГ у покладах солей. Висока продуктивність для задоволення пікового споживання газу у Німеччині та Франції досягається за рахунок використання ПСГ, побудованих у сольових відкладах.

Інститут геологічних наук НАН України та Укргазпроект [2] запропонували структури на сході та півдні країни для створення таких ПСГ. Економічно рентабельним було би створення ПСГ у поєднанні зі спорудженням сольового заводу [3].

Виконання на належному рівні запропонованого нового варіанта концепції стало би для Уряду України та суб'єктів господарювання надійним документом у питаннях планування перспектив функціонування вітчизняних ПСГ з метою використання їх унікальних можливостей для забезпечення надійності газопостачання внутрішніх споживачів та транзитних поставок газу.

Список літератури

1. **Савків Б.П.** Підземне зберігання газу в Україні / Б.П. Савків. – К.: Київ, 2008. – 240 с.
2. **Чабанович Л.Б.** Научно-технические основы сооружения и эксплуатации подземных хранилищ в каменной соли / Л.Б. Чабанович, Д.П. Хрущев. – К.: Варта, 2008. – 304 с.
3. **Заєць В.О.** До питання створення підземних сховищ газу у пластах кам'яної солі / В.О. Заєць, Б.П. Савків, І.В. Ткачук // Нафт. і газова пром-сть. – 2011. – № 2. – С. 44–45.

Автори статті



Сторчак Сергій Олександрович

Доктор технічних наук, професор, лауреат Державної премії в галузі науки і техніки, заслужений працівник промисловості. Директор Департаменту охорони праці, промислової безпеки та надійності транспортування газу і нафти Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України». Закінчив Криворізький гірничорудний інститут за спеціальністю гірничий інженер та Ленінградський гірничий інститут за спеціальністю інженер-економіст. Основний напрям наукової діяльності – надійність газопостачання України.

Заєць Віталій Олександрович

Член-кореспондент УНГА. Начальник сектору підземного зберігання газу Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України». Закінчив Харківський державний університет за спеціальністю геологія та Івано-Франківський національний технічний університет нафти та газу за спеціальністю видобування нафти та газу. Основний напрям діяльності – експлуатація підземних сховищ газу.



Савків Богдан Павлович

Дійсний член УНГА. Закінчив Львівський політехнічний інститут у 1954 році. Коло фахових зацікавлень – підземне зберігання газу, історія розвитку газової промисловості, експлуатація глибоких газових свердловин.



Б.С. Білобран

д-р. техн. наук

А.Р. Дзюбик

канд. техн. наук

Національний університет

«Львівська політехніка»

С.Р. Яновський

канд. техн. наук

Філія «МН «Дружба»

ПАТ «Укртрансфата»

Вплив монтажного пружного згину на напружено-деформований стан надземних переходів магістральних нафтопроводів у горах

УДК 622.692.4

Наведено розрахунково-експериментальну методичку діагностування напружено-деформованого стану надземних балкових переходів магістральних трубопроводів. На прикладі надземного переходу нафтопроводу в Карпатах досліджено вплив монтажного пружного згину на його напружено-деформований стан.

Приведена расчетно-экспериментальная методика диагностирования напряженно-деформированного состояния надземных балочных переходов магистральных трубопроводов. На примере надземного перехода нефтепровода в Карпатах исследовано влияние монтажного упругого изгиба на его напряженно-деформированное состояние.

The experiment-calculated methods of diagnosing stress-strain state of the pipeline aboveground beam passages are shown. By the example of pipeline aboveground passage in the Carpathians the influence of installation elastic bending on its stress-strain state was studied.

Надземні переходи через різні природні та штучні перешкоди (ріки, яри, зрошувальні канали тощо), а також відкопані для виконання ремонтних робіт відрізки підземних трубопроводів належать до особливо відповідальних ділянок магістральних нафтогазопроводів. Кожна така ділянка складається з прямолінійних і криволінійних елементів (труб).

У багатьох випадках на переходах через перепони порівняно невеликої ширини застосовують балкові переходи без компенсації поздовжніх деформацій та без спеціальних опор на краях. Характерною особливістю таких переходів є їх підвищена чутливість до добових та сезонних коливань температури повітря, до змін режимів роботи трубопроводної магістралі, до осідання опор та впливів зміщень ґрунту на суміжних підземних ділянках.

Одним із основних параметрів, що визначає міцність, стійкість та експлуатаційну надійність відкритих ділянок, як і всієї лінійної частини магістрального трубопроводу, є напружено-деформований стан (НДС). Визначення напруженого стану та його аналіз потрібно здійснювати як на етапах проектування та спорудження магістрального трубопроводу, так і під час його експлуатації.

Слід зазначити, що визначення НДС матеріалу труб є важливою складовою діагностування загального технічного стану магістральних трубопроводів [1], прогнозування міцності та довговічності їх лінійної частини [2], вирішення питання можливості продовження безпечної експлуатації чи потреби проведення ремонтно-профілактичних заходів та їх конструктивної реалізації.

Потреба визначення напружень у стінці трубопроводу на експлуатаційному етапі виникає здебільшого на так званих «потенційно небезпечних ділянках», що працюють у складних умовах і зазнають дії значних навантажень, пов'язаних зі змі-



Рис. 1. Загальний вигляд надземних переходів нафтопроводів «Дружба» через р. Орява

ною їх розрахункового просторового розташування.

Одним із основних навантажень, на дію якого розраховують трубопроводи на стадії проектування під час визначення товщини стінки, є внутрішній тиск. Під дією внутрішнього тиску в матеріалі стінки труби виникають кільцеві і поздовжні нормальні напруження.

Відповідно до чинних норм [3], кільцеві напруження обчислюють на підставі безмоментної теорії циліндричних оболонок за відомою з опору матеріалів «котельною» формулою. Величина обумовлених внутрішнім тиском поздовжніх напружень значною мірою залежить від конструктивної схеми ділянки та умов її закріплення і може становити від 30 до 50 % кільцевих напружень.

На відміну від складових напружень, які залежать від внутрішнього тиску і, певною мірою, у процесі експлуатації можуть регулюватися його зміною, впливати на складові напружень від інших навантажувальних факторів досить важко. Це стосується передусім нормальних і дотичних напружень, що виникають у поперечних перерізах трубопроводу, які взаємно пов'язані з внутрішніми зусиллями поздовжньою і поперечною силами, згинальним і крутним моментами і є результатом роботи ділянки трубопроводу як стрижневої конструкції.

Виникнення цих напружень найчастіше зумовлено відхиленнями поздовжньої осі трубопроводу від передбачуваного проектом розташування під час спорудження або в процесі експлуатації.

Якщо викривлена вісь ділянки трубопроводу є плоскою кривою, то в загальному випадку така ділянка зазнає плоского згину, і в її поперечних перерізах виникають два основні внутрішні силові фактори: поздовжня сила та згинальний момент. Щодо поперечної сили, то під час аналізу напружено-деформованого стану магістральних трубопроводів її впливами як другорядного внутрішнього силового фактора переважно нехтують. У випадку просторової ділянки у її поперечних перерізах також виникає крутний момент.

Стосовно розрахунку на міцність надземна ділянка магістрального трубопроводу являє собою в окремих випадках багатократно статично невизначувану систему. Тому визначення внутрішніх силових факторів пов'язано з розкриттям статичної невизначеності конструкції, що потребує розгляду геометричної сторони задачі – деформацій осі трубопроводу як стрижневої конструкції. Крім цього, потрібно також враховувати взаємодію трубопроводу з ґрунтом на суміжних із надземним переходом підземних ділянках.

Специфіка статичного розрахунку надземних трубопроводів визначається передусім особливостями конструктивних схем укладання та умов роботи та значною мірою залежить від наявності проміжних опор, компенсатора і труб великої кривини (відводів).

Для переходів, укладених на схилах гір, властивим є виникнення в стінці труб підвищених рівнів поздовжніх напружень, пов'язаних із надмірним пружним згином труб за рахунок профілювання під час спорудження нафтопроводів.

Для контролю напружено-деформованого стану потенційно небезпечних надземних ділянок магістральних нафтопроводів «Дружба» використовують розрахунково-експериментальні підходи з урахуванням основних вимог і рекомендацій чинних нормативних документів [2, 3].



Рис. 2. Руйнування опорного вузла другої опори нафтопроводу $D = 720$ мм

Глобальні напруження, що діють у металі труб, визначають розрахунковим шляхом за лінійно-пружною математичною моделлю з урахуванням результатів вимірювання під час натурних обстежень фактичних довжин прогонів, стрілок прогину початково прямолінійних ділянок, товщини стінки труб та їх температури, твердості металу, навантажень на опори. При цьому прийнято, що питома вага нафти $\gamma_n = 8,76$ кН/м³, модуль пружності трубної сталі $E = 2,0 \cdot 10^5$ МПа, питома вага $\gamma_{ст} = 8,76$ кН/м³, а коефіцієнт лінійного розширення від температури $\alpha_t = 1,2 \cdot 10^{-5}$ 1/°C.

Величину робочого тиску на контрольованій ділянці визначають за результатами вимірювання тиску на сусідніх насосних станціях із урахуванням перепаду висот та гідравлічних втрат за довжиною.

За температурний перепад приймають різницю між виміряною температурою труби та її температурою під час монтажу, яку встановлюють за журналами на виконання робіт на трасі: замиканням зварних стиків та укладанням суміжних із надземними переходами ділянок у траншею.

В основу математичної моделі покладено розрахункову схему, згідно з якою надземний трубопровід вважається багатопрогоною балкою-оболонкою з недеформованим контуром поперечного перерізу, що знаходиться під дією внутрішнього тиску, поперечних зосереджених сил і розподіленого навантаження та поздовжньої сили. Взаємодію труби з ґрунтом на прилеглих до надземного переходу ділянках представлено за допомогою моделі ідеального пружно-пластичного тіла. Для розкриття статичної невизначеності системи використано метод сил. Для визначення переміщень надземну ділянку розбито на скінченні прямолінійні елементи. Геометрія поздовжньої осі задається дискретно координатами вузлових точок.

Для розрахунку з використанням персонального комп'ютера надземних балкових переходів магістральних трубопроводів стосовно діагностування напруженого стану і оцінки міцності в процесі експлуатації розроблено програми мовою ТУРБОПАСКАЛЬ. Основою для формування вихідних даних служать результати вимірювань відповідних параметрів



Рис. 3. Загальний вигляд першої (за течінням нафти) опори після ремонту

надземного переходу під час натурних обстежень та інформація, одержана у ході вивчення проектно-технічної документації.

Викладену вище розрахунково-експериментальну методику застосовано для дослідження впливу монтажного пружного згину на напружено-деформований стан конструктивних елементів надземних переходів нафтопроводів «Дружба», укладених на схилах Карпат. Проведення цих досліджень є продовженням робіт [4–6], що виконують спеціалісти НДІ НУ «Львівська політехніка» та філії «МН «Дружба» ПАТ «Укртранснафта», та які спрямовані на створення методик моніторингу технічного стану надземних переходів магістральних нафтогазопроводів.

Для прикладу розглянемо результати аналізу напружено-деформованого стану надземних переходів нафтопроводів «Дружба» через р. Оряву в Карпатах, що тривалий час експлуатувалися за непередбачених проектом перевантажень опор.

Надземні переходи обох ниток нафтопроводів споруджено за балковою схемою з двома проміжними залізобетонними опорами, розташованими недалеко від країв переходу (рис. 1). На краях трубопроводу опираються безпосередньо на ґрунт.

Правий берег річки достатньо стрімкий, відкритий, заввишки близько 5 м. Із цього боку траса перетинає невисокий пагорб, підходячи до ріки з нахилом близько 5°. Згідно з проектом, ухил дна траншеї відносно горизонтальної надземної ділянки становить 0,051. Лівий берег пологий, із кутом підняття від ріки близько 2°, а ухил дна траншеї відповідно дорівнює 0,021. Перекриття обох ухилів запроектовано пружним згином.

Надземний перехід нафтопроводу «Дружба-2» споруджено із безшовних труб 720 × 10 мм, сталь марки «Ц» СР, робочий тиск 2 МПа.

Згідно з сертифікатами на ці труби, найменше значення границі текучості дорівнює 370 МПа, а границі міцності – 510 МПа. Загальна довжина надземного трубопроводу $L = 34,4$ м, а довжини прогонів (за течінням нафти) відповідно становлять $l_1 = 4$; $l_2 = 22,4$; $l_3 = 8$ м.

Після тривалої експлуатації (33 роки) було виявлено руйнування залізобетонного ригеля та вузла його кріплення до стояка другої (за течінням нафти) П-подібної залізобетонної опори (рис. 2), встановленої 1961 р. під час спорудження нафтопроводу «Дружба-1». Надземну ділянку нафтопроводу «Дружба-2» укладено на цю опору у серпні 1969 р.

Унаслідок цього руйнування утворився зазор між опорним столиком та низом труби нафтопроводу діаметром 529 мм, що призвело до збільшення прогону від 22,4 до 31,4 м (8 м від опори до краю ґрунту плюс 1 м шпари між дном траншеї та низом труби). При цьому трубопровід діаметром 720 мм ще частково підтримувався зруйнованим опорним вузлом.

Аналіз результатів візуальних обстежень та вимірювання висотних відміток верхньої твірної обох надземних трубопроводів дає змогу зробити такі висновки.

Основною причиною руйнування несучих елементів опор згадуваних об'єктів стало їх надмірне навантаження силами, які спричиняє пружне згинання труби у вертикальній площині внаслідок істотного перевищення опорних точок від проектного під час спорудження нафтопроводу «Дружба-2». Про це свідчить пов'язане з руйнуванням опорних вузлів зміщення вниз опорного столика трубопроводу діаметром 720 мм відносно початкового після монтажного положення приблизно на 180 мм.

Руйнування опори внаслідок поступового розвитку тріщин відбувалося протягом тривалого часу і розпочиналося розривом зварних швів, виконаних із кутника оголовків стояків, до яких було приварено опорні плити столиків надземних трубопроводів. Підростання тріщин можна пояснити насамперед сезонними змінами температури труб зі збільшенням діючого на опору навантаження за екстремальних температур, особливо під час зупинки перекачування нафти.

Наявне викривлення за першою опорою з опуклістю вгору в надземному трубопроводі діаметром 720 мм вказувало на істотне перевантаження першої опори, яке через два тижні призвело до руйнування консольного виступу правого за течінням нафти залізобетонного стояка цієї опори.

Для відновлення несучої здатності опор верхні частини залізобетонних стояків обшито листовим металом завтовшки 12 мм, зруйновані залізобетонні ригелі замінено металевими із труби і швелера, які встановлено нижче попереднього розташування залізобетонних ригелів (рис. 3), що дало можливість значно зменшити робочі навантаження на опори. Результати вимірювань навантаження на ригель першої і другої опор трубопроводу діаметром 720 мм показали, що вони відповідно становили 90,5 і 99,0 кН.

Порівняння основних параметрів надземного переходу нафтопроводу «Дружба-2» до руйнування опор та після ремонту наведено у таблиці, а відповідні епюри зігнутої осі другого прогону показано на рис. 4. Також у таблиці подано результати розрахунків для раціонального варіанта, що відповідає рівності найбільших значень згинальних напружень у опорних перерізах, посередині другого прогону та відсутності пружного згину труб на суміжних підземних ділянках.

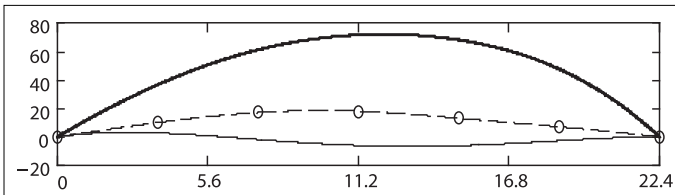


Рис. 4. Епюра зігнутої осі у вертикальній площині другого прогону надземного переходу нафтопроводу $D = 720$ мм (точки – експериментальні дані, суцільні лінії за результатами розрахунків: товста – до руйнування, тонка – після ремонту)

Аналізуючи одержані результати (таблиця, рис. 4), бачимо, що важливим визначальним параметром напруженого стану надземного переходу з двома проміжними опорами та відсутністю гнутих елементів на другому прогоні є стріла прогину цього прогону. Зазначимо, що згідно з проектом другий прогін розглядуваного переходу є прямолінійним.

Таблиця

Стан	Опорні зусилля, кН		Перевищення на опорах, мм		Стріла прогину, мм		Напруження, МПа $\max \sigma_{\text{зг}}$	Положення небезпечного перерізу
	R_I	R_{II}	Δ_I	Δ_{II}	розрахункова	фактична		
До руйнування опор	121,6	225,1	90	219	-72	—	194,4	II опора
Після ремонту	90,5	99,0	11	9	6	-18	90,2	I опора
Рациональний	93,1	89,9	-6	-8	26	—	43,6	I–II опори

Для раціонального технічного стану такого надземного переходу характерна порівняно невелика стріла прогину вниз та достатньо невеликі значення максимальних згинальних напружень. Опуклість угору зігнутої осі початково прямолінійного другого прогону свідчить про перевантаження опор та перенапруження трубопроводу в опорних перерізах. Максимальні згинальні напруження до початку руйнування опорних вузлів у 4,46 рази більші від їх значень порівняно з раціональним варіантом, після реконструкції вони зменшилися у 2, 15 рази.

Як уже зазначалося, спричинене перевищенням опорних точок відносно проектного надмірне перевантаження другого опорного вузла нафтопроводу $D = 720$ мм стало основною причиною його руйнування. У таблиці наведено значення перевищення опорних точок на проміжних опорах відносно прямої лінії, що з'єднує опорні точки трубопроводу на початку суміжних підземних ділянок.

Розбіжність між експериментальними та розрахунковими значеннями прогинів на другому прогоні після ремонту (рис. 4) можна пояснити початковими відхиленнями від прямої лінії, пов'язаними з виконанням монтажних зварних стиків, а також із повзучістю, спричиненою тривалою дією високих рівнів згинальних напружень. Труби горобоподібної форми, з яких споруджено нафтопровід, мають глибину впадин до 2 мм.

За результатами обстежень установлено, що на деяких надземних переходах такого типу з двома проміжними опорами та початково прямолінійним згідно з проектом другим прогоном



Рис. 5. Загальний вигляд опорного вузла нафтопроводу $D = 720$ мм, стовик якого опирається на стояк ригель

також наявні значні від'ємні стріли прогину (100–200 мм), а визначені з їх урахуванням максимальні розрахункові сумарні поздовжні розтягальні напруження близькі за значеннями до мінімальної границі текучості. Хоча незважаючи на довготривалу експлуатацію нафтопроводу (42 роки), ознак руйнування опорних вузлів тут не виявлено.

Це можна пояснити розташуванням значної частини опорного столика безпосередньо над стояком (рис. 5), і, відповідно, опорний вузол ригеля зазнає значно менших навантажень порівняно з розташуванням столика лише над ригелем, як це бачимо у випадку з досліджуванним надземним переходом (див. рис. 3). Крім цього, зазначимо, що на цій ділянці траси нафтопроводу працює за порівняно невисоких тисків ($< 1,5$ МПа).

Отже, наявний монтажний пружний згин трубопроводу у вертикальній площині на окремих надземних переходах нафтопроводу «Дружба-2», що пов'язаний із істотним перевищенням опорних точок від проектного, спричинює суттєве перевантаження опор та перенапруження труб в опорних перерізах.

Список літератури

1. **Правила** технической эксплуатации магистральных нефтепроводов. – М.: Недра, 1979. – 159 с.
2. **ДСТУ-НБВ.2.3.-21:2008**. Визначення залишкової міцності магистральних трубопроводів з дефектами // Мінрегіонбуд України. – К., 2008. – 87 с.
3. **СНИП 2.05.06-85**. Магистральные трубопроводы // Минстрой России. – М.: ГУП ЦПП, 1997. – 60 с.
4. **Білобран Б.С.** Діагностика напруженого стану надземного переходу нафтопроводу в зоні зсуву / Б.С. Білобран, В.М. Василюк, О.Б. Кінаш // Механіка і фізика руйнування будівельних матеріалів і конструкцій. – Львів: Каменяр, 1998. – Вип. 3. – С. 580–584.
5. **Bilobran B.** Diagnostyka stanu naprezen odkrytych odcinkow ropociagow eksploatowanych w warunkach skomplikowanych / B. Bilobran, W. Wasyluk // Materiały II Krajowej Konferencji Technicznej «Zarządzanie ryzykiem w eksploatacji rurociagow». – Plock. – 1999. – S. 129–132.
6. **Білобран Б.С.** Напружено-деформований стан надземного балкового переходу в кожусі магістрального нафтопроводу / Б.С. Білобран, А.Р. Дзюбик, С.Р. Яновський // Нафт. і газова пром-сть. – 2010. – № 1. – С. 50–52.

Н.М. Притула

канд. техн. наук

О.Д. Гринів

ТОВ «Математичний центр»

Центр математичного

моделювання ІППММ

ім. Я.С. Підстригача НАН України

Р.Л. Вечерік**Р.В. Бойко**

канд. техн. наук

ПАТ «Укртрансгаз»

Заміщення буферного газу азотом у пластах газосховища (моделі, методи, числові експерименти)

УДК 621.64.029

У роботі приведено характеристику об'єкта дослідження – пласта-колектора підземного сховища газу. порушено проблему заміщення буферного газу азотом і наведено постановки задач для можливих варіантів її розв'язання. Запропоновано математичну модель процесу заміщення буферного газу азотом, яка включає модель фільтрації та модель конвекції-дифузії газів із зосередженими джерелами. Для випадку незмішування газів розроблено алгоритм знаходження контура поширення азоту. Проведено числові експерименти.

В работе приведены характеристики объекта исследования – пласта-коллектора подземного хранилища газа. Поднимается проблема замещения буферного газа азотом и приведены постановки задач для возможных вариантов ее решения. Предложена математическая модель процесса замещения буферного газа азотом, которая включает модель фильтрации и модель конвекции-диффузии газов со сосредоточенными источниками. Для случая не смешиваемости газов разработан алгоритм нахождения контура распространения азота. Проведены числовые эксперименты.

The paper gives description of the object of study – reservoir of the underground gas storage facility. A problem of replacement of buffer gas by nitrogen is raised and the problem formulations for its candidate solution are shown. A mathematical model of replacing buffer gas with nitrogen is proposed, which includes filtering model and convection model – diffusion of gases with concentrated sources. For the cases of unmixing gases the algorithm was developed for finding the propagation path of nitrogen. Numerical experiments were carried out.

Пласти газосховищ являють собою пористі середовища різної проникності. Фільтрація двокомпонентного газу в них супроводжується процесами конвекції та дифузії. Математична модель фільтрації газу в неоднорідних пластах є досить складною. Це пов'язано, зокрема, з істотною неоднорідністю пластів. Іншим чинником є те, що процеси дифузії та конвекції створюють потоки різної інтенсивності: конвективні процеси в пористому середовищі є зазвичай на порядки інтенсивнішими, ніж дифузійні. Унаслідок цього математичні моделі фільтраційних процесів у пластах газосховищ містять нестационарні нелінійні диференціальні рівняння у частинних похідних зі швидкозмінними та розривними коефіцієнтами. Більшість режимних задач, які можна формулювати в рамках таких моделей, неможливо розв'язати аналітично, тому для їх розв'язування доводиться застосовувати числові методи.

Вміст будь-якого газосховища можна умовно поділити на дві частини – буферний і товарний газ. На відміну від товарного, буферний газ зазвичай не виходить за межі сховища. У заповненому газосховищі буферний газ здебільшого перебуває у колекторі – частинах пласта з низькою проникністю. Істотне зростання цін на природ-

ний газ актуалізує проблему розроблення економічно доцільної технології заміни деякої частини буферного газу на дешевший газ за умов збереження існуючих режимів відбирання / нагнітання товарного газу та екологічної безпеки.

Розроблення такої технології для кожного конкретного газосховища передбачає проведення числових, а відтак і натурних експериментів. Для проведення числових експериментів необхідні математичні моделі, які описують фізичні процеси, що супроводжують заміщення природного буферного газу іншим газом чи рідиною. У рамках таких моделей можна оцінювати вплив різних фізичних процесів на процес заміщення буферного газу, проводити прогностичні розрахунки на значних інтервалах часу та відпрацьовувати технології заміщення, які б забезпечили контрольований вплив заміщення природного газу на існуючі режими відбирання/нагнітання газу в сховищі, а також відпрацьовувати різні варіанти заміщення. Усі можливі варіанти заміщення, розроблені на основі моделювання й експертних оцінок, можна класифікувати за економічними та режимними критеріями, ступенем надійності, обґрунтованістю тощо.

Однією із основних проблем, якою не можна нехтувати під час моделювання заміщення природного газу азотом, є кількісна оцінка їх змішування із урахуванням впливу змін напрямків руху товарного газу (режими відбирання та нагнітання) та швидкості фільтрації, а також взаємної дифузії товарного і буферного газів. За високої інтенсивності змішування якості товарного газу знижується, тому заміщення буферного газу товарним може виявитися економічно невиправданим. Процес змішування буферного і товарного газів у неоднорідних пластах істотно залежатиме від інтенсивності нагнітання буферного газу, перетоків між різнорідними пластами газосховища, які залежать від режимів роботи сховища.

Побудова математичної моделі для опису фізичних процесів, які супроводжують заміщення частини буферного газу азотом, та відпрацювання різних варіантів заміщення, економічно вигідних об'ємів і темпів заміщення потребує вирішення ряду завдань, зокрема:

- проведення порівняльного аналізу газодинамічних характеристик азоту та природного газу;

- дослідження фільтраційних, дифузійних властивостей та розчинності азоту в природному газі за реальних умов їх взаємодії між собою та з водою;

- дослідження динамічних параметрів взаємодії газу з поровим простором пласта (вивчення чинників впливу на динаміку взаємодії);

- дослідження процесів змішування природного газу і азоту під час їх сумісної фільтрації;

- проведення аналізу процесів взаємної дифузії азоту, природного газу і води;

- дослідження процесів горіння природного газу з різною концентрацією азоту та впливу концентрації азоту в природному газі на теплотворну здатність суміші;

- моделювання процесу відбирання/нагнітання природного газу з одночасним закачуванням азоту;

- планування режимів роботи ПСГ із частковим заміщенням буферного газу азотом й отримання оцінки його ефективності для конкретних пластів-колекторів.

Вирішення цих завдань можливе в рамках адекватних математичних моделей, які описують заміщення буферного газу з урахуванням об'ємів та темпів витіснення буферного газу дешевим заміном. Також для розв'язування нелінійних динамічних задач, сформульованих у рамках таких моделей, необхідно застосовувати ефективні числові методи.

Проблемі моделювання процесів фільтрації газу в підземних сховищах присвячено роботи [1–7]. Проте задачі фільтрації, які виникають під час дослідження заміщення буферного газу азотом у конкретних газосховищах, на сьогодні ще недостатньо вивчені.

Метою цієї роботи є побудова математичної моделі двокомпонентної ізотермічної фільтрації газової суміші у пластах, різнорідних за проникністю, пористістю та потужністю, формулювання в рамках моделі задач заміщення буферного газу азотом, розроблення числових методів їх розв'язування та кількісне дослідження процесів фільтрації.

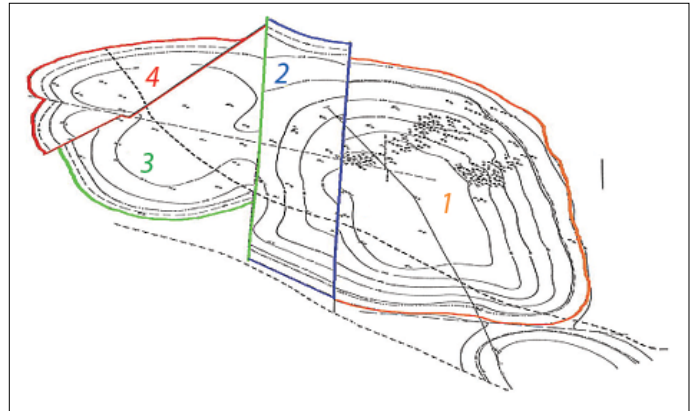


Рис. 1. Структурна карта з розподілом ПСГ на блоки активності

Фізичний об'єкт дослідження – пласт-колектор

За даними досліджень, проведених у процесі експлуатації Дашавського підземного сховища газу (ПСГ), газонасичену зону сховища і накопичені в ній об'єми газу можна розділити на чотири блоки (рис. 1), розмежовані областями низької проникності. Перший блок містить основні робочі поклади Г і Е, які безпосередньо працюють у режимі нагнітання та відбирання газу. У процесі циклічної експлуатації відбувається відтік газу з цих покладів у поклад Д-Д₁ та наступний і у зворотному напрямку.

Другий блок є перехідним від активної зони першого блока до застійних зон. До нього належить поклад Д-Д₁.

Третій блок розташований на південь від тектонічного порушення. Четвертому блоку відповідає розміщення покладу Ж+В. Для нього можливе незначне надходження газу з другого блока покладу Д-Д₁.

На цей час взаємодія між покладами набула стабілізації, що зумовлює стабільну роботу сховища в цілому. Газові поклади Г, Е, Д і Ж+В у сукупності утворюють єдину газогідродинамічну систему і працюють як один об'єкт газосховища.

Параметри об'єкта дослідження

Загальний поровий об'єм ПСГ сягає 117,4 млн м³, у тому числі покладів Е+Г+Д – 108,5 млн м³, покладів Ж+В – 8,9 млн м³. Загальна площа покладів ПСГ (Е+Г+Д) становить 62 790 тис. м², у тому числі першого блока – 19 350 тис. м² (30,8 %), другого – 23 600 тис. м² (37,6 %), третього та четвертого – 19 840 тис. м² (31,6 %).

Аналізуючи розподіл газу по блоках на кінець сезонів відбирання (станом на 01.04.2002 р.) та нагнітання (станом на 01.10.2002 р.), доходимо висновку, що третій і четвертий блоки є «застійними» зонами із запасами газу приблизно 460 млн м³, які практично не змінюються упродовж циклу. У другому блоці «застійна» зона утримує близько 1500–1600 млн м³ природного газу. На цій підставі можна зробити висновок, що в застійних зонах нагромаджено приблизно 1,9 млрд м³ природного газу, який, вочевидь, можна замінити азотом.

Математична модель процесів фільтрація-дифузія

Фільтрація азоту в пористе середовище, заповнене природним газом, спричиняють взаємна дифузія та конвекція газів. Унаслідок цього на межі середовищ виникає

зона змішування газів, що близькі за в'язкістю. Конвективна дифузія залежить від структури порових каналів. На величину коефіцієнта конвективної дифузії впливає розкид розмірів пор. За малих швидкостей здійснення процесу витіснення природного газу азотом визначальною є молекулярна дифузія. За швидкостей руху газу порядку 3–4 м/с коефіцієнти молекулярної дифузії та конвективної фільтрації – одного порядку. За великих швидкостей фільтрації газу коефіцієнт конвективної дифузії на 1–2 порядки перевищує коефіцієнт молекулярної дифузії. Зі збільшенням ступеня турбулентності газу величина молекулярної дифузії зменшується практично до нуля.

Формулюючи математичну модель заміщення буферного природного газу азотом, виходитимемо із того, що за газодинамічними характеристиками природний газ і азот відрізняються незначно. Тому слід очікувати, що їх проникність у пористих середовищах відрізнятиметься також незначно. Це дає можливість об'єднати задачі фільтрації двох газів в одну фільтраційну задачу. Такі припущення не повинні суттєво впливати на результати моделювання, позаяк невизначеності щодо основних фізичних і геометричних параметрів пласта є більш істотними.

За такого припущення у випадку, коли природний газ і замітник не змішуються, задача зводиться до знаходження межі розподілу газів у кожен момент часу процесу заміщення. В іншому випадку потрібно встановити концентрацію азоту (або природного газу) в суміші газів, яка утворюється в процесі заміщення, як функцію просторових координат і часу.

Об'єми газу-замінника в пласті розраховуватимемо за рівнянням стану азоту. Коефіцієнт стисливості азоту за реальних пластових умов буде близький до 0,97.

Математична модель фільтрації газу. Пласт газосховища являє собою геологічне утворення, яке займає деяку тривимірну область $\Omega \subset R^3$ і характеризується певною товщиною та розмірами в плані. Для опису руху газів в пласті введемо декартову систему координат $\{x, y, z\}$ із віссю Oz , спрямованою вертикально (протилежно до сил тяжіння). Товщина $h(x, y)$ пласта є значно меншою від інших його геометричних розмірів. Тому вертикальні перепади значень газодинамічних параметрів незначні, а отже, їх залежністю від товщинної координати можна знехтувати і розглядати пласт як двовимірну область $\Omega \subset R^2$, обмежену контуром Γ . Області вибою свердловин $\Omega_i \subset R^2$, $i = 1, \dots, n$, розміри яких малі порівняно із розмірами області $\Omega \subset R^2$, не включатимемо в область Ω . Тоді контур Γ , який визначає межу пласта, складається із контурів Γ_i , які обмежують області вибою Ω_i , та контура Γ_z , що визначає зовнішню межу пласта: $\Gamma = \Gamma_w \cup \Gamma_z$, де $\Gamma_w = \bigcup_{i=1}^n \Gamma_i$.

Розподіл тиску $p(x, y, t)$ газу в процесі його фільтрації в пористому пласті визначає рівняння [3]

$$\frac{\partial}{\partial x} \left[\frac{kh}{\mu z_s} \frac{\partial p^2}{\partial x} \right] + \frac{\partial}{\partial y} \left[\frac{kh}{\mu z_s} \frac{\partial p^2}{\partial y} \right] = 2\alpha m h \frac{\partial}{\partial t} \left[\frac{p}{z_s} \right] + 2q(t) h p_0, \quad (1)$$

де $k = k(x, y, p)$ та $m = m(x, y)$ – коефіцієнти проникності, пористості, $q(t)$ – функція джерел; z_s – коефіцієнт стисливості; μ – коефіцієнт динамічної в'язкості; p_0 – атмосферний тиск.

Оскільки значення пластових тисків p_i у вибоях робочих та спостережних свердловин є відомі, то тиски в областях Ω_i вважаємо заданими. Тому на частині Γ_w контура Γ розв'язання рівняння (1) потрібно підпорядкувати крайовій умові Діріхле

$$p(x_i, y_i) = p_i, (x, y) \in \Gamma_w. \quad (2)$$

Зовнішня межа пласта непроникна для газу, тому на контурі Γ_z діє крайова умова Неймана

$$\frac{\partial p}{\partial x} v_x + \frac{\partial p}{\partial y} v_y = 0, (x, y) \in \Gamma_z, \quad (3)$$

де $v_x = \cos(v, x)$, $v_y = \cos(v, y)$ – компоненти вектора зовнішньої нормалі до контура Γ_z .

Математична модель дифузії газу. Розподіл концентрації азоту $C(x, y, t)$ у пористому середовищі, заповненому природним газом, визначає рівняння:

$$\frac{\partial C}{\partial t} = \frac{\partial}{\partial x} \left(D \frac{\partial C}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(D \frac{\partial C}{\partial y} \right) - \frac{\partial (v_x C)}{\partial x} - \frac{\partial (v_y C)}{\partial y} + U(x, y, C_0, t), \quad (4)$$

де D – коефіцієнт молекулярної дифузії, v_x , v_y – компоненти вектора швидкості фільтрації (конвективного переносу) газу, $U(x, y, t)$ – відома функція зосереджених джерел азоту.

Коефіцієнт молекулярної дифузії можна визначити за відомою формулою [7]

$$D = \frac{10^{-3} T^{1.75}}{P(v_A^{1/3} + v_G^{1/3})^2} \sqrt{\frac{1}{M_A} + \frac{1}{M_G}}, \quad (5)$$

де T – абсолютна температура, P – тиск газу, v_A , v_G та M_A , M_G – мольні об'єми та мольні маси азоту і природного газу відповідно.

Розв'язок рівняння (4) потрібно підпорядкувати на контурі Γ_z крайовій умові

$$\frac{\partial C}{\partial x} v_x + \frac{\partial C}{\partial y} v_y = 0, (x, y) \in \Gamma_z, \quad (6)$$

яка визначає непроникність для азоту межі пласта Γ_z .

Функція джерел U визначає інтенсивність надходження газу-замінника через свердловини, які використовують для нагнітання азоту в пласт. Оскільки області вибою малі порівняно із розмірами пласта, то функцію U розглядаємо як сукупність зосереджених джерел, подаючи її у вигляді

$$U(x_i, y_i, t) = \sum_{i=1}^{N_A} U_{0i} \delta(x - x_i) \delta(y - y_i) [\eta(t - t_{1i}) - \eta(t - t_{2i})].$$

Тут N_A – кількість свердловин, через які у пласт нагнітають азот, U_{0i} – інтенсивність нагнітання азоту через i -ту свердловину ($i \in \{1, 2, \dots, N_A\}$), $\delta(\dots)$ – дельта-функція Дірака, $\eta(\dots)$ – функція Хевісайда, x_i , y_i – координати i -тої свердловини, t_{1i} , t_{2i} – моменти початку та завершення процесу нагнітання газу через i -ту свердловину.

Постановка задач

Задача ідентифікації [4]. Розглядаємо пласт Ω як об'єднання n різних пластів Ω_i : $\Omega = \bigcup_{i=1}^n \Omega_i$, пов'язаних між собою. Множину пластів Ω поділяємо на підмножини робочих $\Omega^w = \{\Omega_1^w, \Omega_2^w, \dots, \Omega_n^w\}$ та буферних

пластів: $\Omega = \Omega^W \cup \Omega^B$, де n^W та n^B – кількість робочих та буферних пластів відповідно.

Вважатимемо, що в будь-якому пласті $\Omega_i (i = 1, \dots, n)$ наявні свердловини, через які можна здійснювати вимірювання пластового тиску. Результати такого вимірювання для k -тої свердловини, що в i -тому пласті можна подати у вигляді часової залежності $p_{ik}(t)$, $t \in T_{ik}$, де T_{ik} – часовий проміжок, упродовж якого проводили вимірювання тиску в k -тій свердловині i -того пласта.

Ці емпіричні дані можна використати сумісно із математичною моделлю (1)–(3) для визначення розподілів тиску в пластах та ідентифікації фільтраційних властивостей пластів. Зокрема, базуючись на даних вимірювання пластового тиску $p_{ik}(t)$, у рамках математичної моделі (1)–(3) можна розглядати такі задачі:

знайти зміну в часі середнього значення пластового тиску $\bar{p}_i(t)$ для кожного пласта $\Omega_i (i = 1, \dots, n)$ і встановити динаміку перетоків газу між пластами та проникність міжпластових зон;

вважаючи потужності h_i та коефіцієнти пористості m_i пластів Ω_i відомими, знайти коефіцієнти їх проникності k_i ; за зміною середньопластових тисків $\bar{p}_i(t)$, ($i = 1, \dots, n$) встановити об'єми V_i акумульованого газу в пластах Ω_i і, використовуючи рівняння стану газу $V_i = V_i(S_i, \bar{m}_i, \bar{h}_i, \bar{p}_i)$, S_i , \bar{m}_i , \bar{h}_i , \bar{p}_i – площа поверхні Ω_i , середня пористість, потужність та тиск у пластах відповідно, уточнити середні параметри пластів \bar{m}_i , \bar{h}_i та \bar{p}_i .

Потрібно зазначити, що універсальних алгоритмів ідентифікації параметрів моделей пластів-колекторів не існує. Це пов'язано зі складною геологічною будовою пластів, їх неоднорідністю розподілу, застосуванням двовимірної моделі, неможливістю розділити вплив параметрів на розподіл тиску, нерівномірністю розміщення свердловин як робочих, так і спостережних, неможливістю проведення вимірювань витрати одночасно на всіх свердловинах тощо.

Задачі заміщення буферного газу. Нехай I_s – множина свердловин, наявних на блоках 1–3, а I_w – множина додаткових свердловин, які, за потреби, можна встановити на газосховищі. Кожну із множин розглядатимемо як об'єднання двох підмножин $I_s = I_{sa} \cup I_{sn}$, $I_w = I_{wa} \cup I_{wn}$, де I_{sa} – множина наявних свердловин, які можна використовувати для нагнітання азоту в пласт в процесі заміщення, I_{sn} – множина наявних свердловин, які можна використовувати для відбору газу з пласта під час заміщення, I_{wa} – множина додаткових свердловин, які потрібно встановити для нагнітання азоту в пласт, I_{wn} – множина додаткових свердловин, які треба встановити для відбору природного газу з пласта в процесі заміщення природного газу азотом. Множини координат свердловин із множин I_{wa} та I_{wn} позначимо як R_{wa} та R_{wn} : $R_{wa} = \{(x_i, y_i), i = 1, \dots, N_{wa}\}$, $R_{wn} = \{(x_j, y_j), j = 1, \dots, N_{wn}\}$, N_{wa} – кількість додаткових свердловин, призначених для нагнітання, (x_i, y_i) – координати цих свердловин, N_{wn} – кількість додаткових свердловин, призначених для відбору газу, (x_j, y_j) – координати цих свердловин. Позначимо як $q_i^{sn}(t)$, $i \in \{1, \dots, N_{sn}\}$ (N_{sn} – кількість наявних свердловин, призначених для відбору газу) інтенсивність відбору (витрату) природного газу через i -ту наявну свердловину, а

через $q_j^{wn}(t)$, $j \in \{1, \dots, N_{wn}\}$ інтенсивність відбору (витрату) через j -ту додаткову свердловину, яку необхідно встановити для відбору газу. Позначимо як $g_i^{sa}(t)$, $g_j^{wa}(t)$ та $g_i^{sn}(t)$ – витрати паливного газу на свердловинах із множин I_{sa} , I_{wa} та I_{sn} відповідно. Нехай T – заданий проміжок часу. Введемо функціонали відбору газу Q_n , нагнітання азоту Q_a та затрат паливного газу Q_g у процесі заміщення буферного газу в пластах азотом

$$Q_n = \int_T \left(\sum_{i=1}^{N_{sn}} q_i^{sn}(t) + \sum_{j=1}^{N_{wn}} q_j^{wn}(t) \right) dt, \quad (7)$$

$$Q_a = \int_T \left(\sum_{i=1}^{N_{sa}} g_i^{sa}(t) + \sum_{j=1}^{N_{wa}} g_j^{wa}(t) \right) dt, \quad (8)$$

$$Q_g = \int_T \left(\sum_{i=1}^{N_{sn}} g_i^{sn}(t) + \sum_{j=1}^{N_{wn}} g_j^{wn}(t) + \sum_{i=1}^{N_{sa}} g_i^{sa}(t) + \sum_{j=1}^{N_{wa}} g_j^{wa}(t) \right) dt \quad (9)$$

Із математичної моделі (1)–(6) випливає, що за заданих початкових умов у всіх пластах Ω_i , заданих режимах відбору газу $q_i^{sn}(t)$, $i \in \{1, \dots, N_{sn}\}$ та $q_j^{wn}(t)$, $j \in \{1, \dots, N_{wn}\}$, а також заданих режимах нагнітання азоту $g_i^{sa}(t)$, $i \in \{1, \dots, N_{sa}\}$ та $g_j^{wa}(t)$, $j \in \{1, \dots, N_{wa}\}$ функціонали Q_n , Q_a та Q_g залежать лише від поділу множини I_s на підмножини I_{sa} та I_{sn} , а також від множин додаткових свердловин I_{wa} та I_{wn} і координат їх розміщення в пластах, які визначаються множинами R_{wa} та R_{wn} :

$$\begin{aligned} Q_n &= Q_n(I_{sa}, I_{sn}, I_{wa}, I_{wn}, R_{sa}, R_{sn}), \\ Q_a &= Q_a(I_{sa}, I_{sn}, I_{wa}, I_{wn}, R_{sa}, R_{sn}), \\ Q_g &= Q_g(I_{sa}, I_{sn}, I_{wa}, I_{wn}, R_{sa}, R_{sn}). \end{aligned} \quad (10)$$

Сформулюємо задачу визначення оптимального за продуктивністю процесу відбору буферного газу із заміщенням його азотом: за заданих режимів відбору газу $q_i^{sn}(t)$, $i \in \{1, \dots, N_{sn}\}$ та $q_j^{wn}(t)$, $j \in \{1, \dots, N_{wn}\}$ і режимів нагнітання азоту $g_i^{sa}(t)$, $i \in \{1, \dots, N_{sa}\}$ та $g_j^{wa}(t)$, $j \in \{1, \dots, N_{wa}\}$ визначити множини I_{sa} , I_{sn} , I_{wa} , I_{wn} , R_{sa} , R_{sn} , за яких функціонал відбору газу Q_n , розрахований із використанням математичної моделі (1)–(6), досягає максимального значення

$$Q = \max_{I_{sa}, I_{sn}, I_{wa}, I_{wn}, R_{sa}, R_{sn}} (Q_n) \quad (11)$$

за умов, що функціонал витрати паливного газу не перевищує заданого значення Q_g^* :

$$Q_g(I_{sa}, I_{sn}, I_{wa}, I_{wn}, R_{wa}, R_{wn}) \leq Q_g^*, \quad (12)$$

а максимальні концентрації C_i^{\max} , $i \in \{1, 2, \dots, n^W\}$ азоту в робочих пластах не перевищують заданих значень C_i^* :

$$C_i^{\max} \leq C_i^*, i \in \{1, 2, \dots, n^W\}. \quad (13)$$

Нехай тепер множина свердловин I_s та її підмножини I_{sa} й I_{sn} задані: $I_s = I_{sa} \cup I_{sn}$. У цьому випадку можна формулювати задачі оптимального керування режимами відбору буферного газу та нагнітання азоту в процесах заміщення.

Позначимо як $q_a(t) = [q_1^{sa}(t), q_2^{sa}(t), \dots, q_{N_{sa}}^{sa}(t)]^T$ набір функцій, визначених на часовому інтервалі T_a , які визначають режими нагнітання азоту в пласт через свердловини I_{sa} , $q_n(t) = [q_1^{sn}(t), q_2^{sn}(t), \dots, q_{N_{sn}}^{sn}(t)]^T$ – набір функцій, визначених

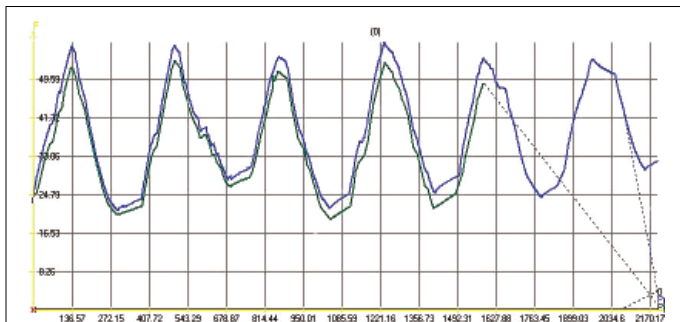


Рис. 2. Пластовий тиск у св. 165 блока 4 та в робочій зоні протягом шести сезонів відбирання та нагнітання газу

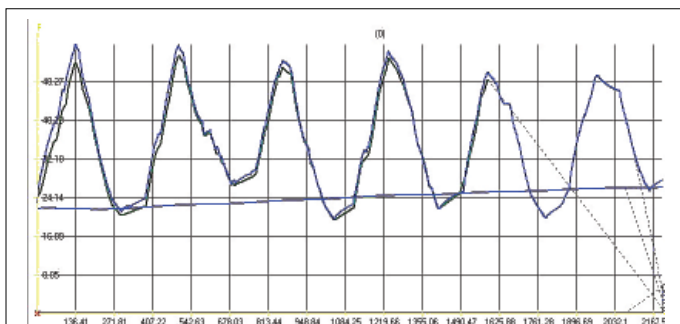


Рис. 3. Розрахований пластовий тиск у робочій зоні (синя крива) під час нагнітання азоту у верхню частину блока 3 із інтенсивністю 2,9 м³/с протягом 4 років (1460 днів)

на часовому інтервалі T_n , які визначають режими відбору з пласта через свердловини I_{sn} . Як впливає із математичної моделі (1)–(6) за заданої множини $I_s = I_{sa} \cup I_{sn}$, функціонали Q_n , Q_a та Q_g залежать лише від початкових умов та режимів роботи свердловин I_{sa} та I_{sn} :

$$Q_n = Q_n(q_a(t), q_n(t)), Q_a = Q_a(q_a(t), q_n(t)), Q_g = Q_g(q_a(t), q_n(t)). \quad (14)$$

Сформулюємо тепер задачу визначення режиму оптимального нагнітання азоту за заданої множини свердловин $I_s = I_{sa} \cup I_{sn}$: для заданого набору функцій $q_n(t)$, які визначають режими роботи свердловин I_{sn} , визначити набір $q_a(t) \in M_{q(t)}$ функцій, що визначають режими роботи свердловин I_{sa} , за якого функціонал Q_a досягає максимального значення Q

$$Q = \max_{q_a(t)} (Q_n), \quad (15)$$

де $M_{q(t)}$ – множина усіх можливих наборів функцій $q_a(t)$, які визначають режими роботи свердловин I_{sa} , для яких максимальні концентрації азоту C_i^{\max} , $i \in \{1, 2, \dots, n^W\}$ у робочих пластах, розраховані за математичною моделлю (1)–(6), не перевищують заданих значень C_i^* .

Нехай $q_w(t) = [q_1^{wn}(t), q_2^{wn}(t), \dots, q_{N_{wn}}^{wn}(t)]^T$ – набір функцій, заданих на інтервалі часу T^W , які визначають режими відбору газу свердловинами I_W у робочих пластах, $q_a(t) = [q_1^{ba}(t), q_2^{ba}(t), \dots, q_{N_{ba}}^{ba}(t)]^T$ – набір функцій, заданих на інтервалі часу T^{Ba} , які визначають режими нагнітання азоту через свердловини I_{Ba} у буферних пластах,

$q_n(t) = [q_1^{bn}(t), q_2^{bn}(t), \dots, q_{N_{bn}}^{bn}(t)]^T$ – набір функцій, заданих на інтервалі часу T^{Bn} , які визначають режими відбору буферного газу зі свердловин I_{Bn} у буферних пластах.

Сформулюємо задачу оптимального керування режимами заміщення буферного газу азотом у пласті, що перебуває в експлуатації: за заданого набору функцій $q_w(t)$, які визначають режими роботи свердловин у робочих пластах Ω^W , знайти набори функцій $q_a(t)$ та $q_n(t)$, за яких функціонал Q_n , обчислений по свердловинах I_{sn} у буферних пластах, досягає свого максимального значення Q

$$Q = \max_{q_a(t), q_n(t)} (Q_n) \quad (16)$$

за найменшого із усіх можливих інтервалу T^{Ba} нагнітання азоту та за умови, що розраховані за моделлю (1)–(6) максимальні концентрації азоту в робочих пластах Ω^W не перевищують заданих значень.

Алгоритм розрахунку координат контура поширення азоту. Розрахунок контура поширення азоту без змішування його з природним газом

Розглянемо неоднорідний пласт за проникністю, пористістю та потужністю. Вважаємо, що процес поширення азоту відбувається без його змішування з природним газом, тобто розглядається роздільна фільтрація двох газів. Через деякі свердловини нагнітається азот, а через інші можливий відбір природного газу. Пласт-колектор за потужністю (різниця висотних відміток верхньої та нижньої поверхонь пласта), порівняно з іншими розмірами, є незначним. Геометричні розміри пластів-колекторів сягають сотень і тисяч метрів, а фільтраційні процеси досліджуються на значних інтервалах часу (місяці і роки). В цих припущеннях відношення капілярного тиску до повної гідродинамічної втрати тиску є малим. Це дає змогу нехтувати капілярними силами. Рух газів підпорядкований закону Дарсі. Гравітаційні сили не враховуються.

Відбирання (нагнітання) газу з підземних сховищ здійснюється через n свердловин, розміщених у точках (x_i, y_i) , протягом деякого проміжку часу $t \in [t_{1i}, t_{2i}]$, $(i = \overline{1, n})$. Густина відбирання визначається формулою

$$q(t) = \frac{1}{V} \sum_{i=1}^n q_i \delta(x - x_i)(y - y_i)[\eta(t - t_{1i}) - (t - t_{2i})], \quad (17)$$

де q_i – відбір газу з i -тої свердловини, $\delta(x)$ – дельта-функція Дірака, $\eta(t - t_{ji})$ – одинична функція Хевісайда, V – об'єм газосховища.

Множина всіх свердловин S є об'єднанням двох підмножин свердловин S_1 та S_2 . Множину S_1 утворюють робочі свердловини, а S_2 – свердловини, через які відбувається нагнітання азоту. У зв'язку із цим область пласта-колектора також розбивається на дві множини областей. В одній із множин областей присутній азот. В області поширення азоту має місце рівняння стану для азоту

$$P = g\rho_a z_a R_a T, \quad (18)$$

а в зовнішній – рівняння стану для природного газу

$$P = g\rho_z R T. \quad (19)$$

На межі азот–природний газ виконується умова рівності тисків. Потрібно також дотримуватися умови щодо об'єму газу у внутрішній області.

$$Q_{\Sigma} = \frac{T_{\text{ст}}}{P_{\text{ст}}} \int_0^F \frac{pm}{Tz} dF dh \approx \frac{T_{\text{ст}}}{P_{\text{ст}}} \frac{\bar{p}}{Tz} \bar{m} h F, \quad (20)$$

де F – площа розміщення азоту.

Для знаходження координат точок контура виконуються такі дії: у кожен момент часу знаходиться $\bar{v}(x, y, t)_n = -\frac{k}{\mu_a} \frac{dp}{dn}$ – швидкість руху точок $(x, y) \in \Gamma_a$ контура за градієнтом тиску вздовж нормалі \bar{n} до контура розмежування природного газу і суміші азоту з природним газом, де \bar{v} – вектор швидкості фільтрації в напрямку нормалі в точці (x, y) на контурі Γ_a , k – коефіцієнт проникності, μ_a – динамічна в'язкість азоту, p – приведений тиск. У процесі зміни довжини контура густину точок $(x, y) \in \Gamma_a$ на контурі підтримуємо стабільною. Для прискорення часу розрахунку параметрів контура густину точок на контурі можна нарощувати повільно.

Потрібно постійно контролювати виконання рівності $V_a(t) = V_n(t)$. Тут позначено: $V_a(t)$ – об'єм газу, який знаходиться в $\Omega_a(t, \Gamma_a)$, а $V_n = \sum_{i=1}^n V_i(t)$ – сумарний об'єм газу, який надійшов у пласт-колектор за час t через n нагнітальних свердловин. У випадку, якщо розрахований об'єм азоту за розрахованим контуром не рівний об'єму закачаного азоту (розраховується за параметрами зосереджених свердловин), то корегування швидкості руху точок на контурі проводиться таким чином, щоб досягти рівності (10) із заданою точністю.

Якщо корегування швидкості поширення на кожному часовому кроці буде значним, то його можна уточнювати:

$$\bar{v}(x, y, t)_{n_a} = \begin{cases} -\frac{k_a}{\mu_a} \frac{\Delta p_a}{\Delta n_a} - \frac{k}{\mu} \frac{\Delta p}{\Delta n}, & \frac{\Delta p_a}{\Delta p} \geq 0; \\ -0,5 \left(\frac{k_a}{\mu_a} \frac{\Delta p_a}{\Delta n_a} - \frac{k}{\mu} \frac{\Delta p}{\Delta n} \right), & \frac{\Delta p_a}{\Delta p} \leq 0, \end{cases} \quad (21)$$

де перший доданок знаходиться у внутрішній області (області знаходження азоту), а другий – у зовнішній. За час Δt точка $(x, y) \in \Gamma_a$ у напрямку нормалі пройде шлях $\Delta t v(x, y, t + \Delta t)$.

Під час нагнітання азоту в декілька свердловин кількість незв'язних областей, заповнених азотом, постійно змінюється.

Числові експерименти

Експеримент 1. Проведенню числових експериментів передувало адаптування математичної моделі розрахунку областей поширення азоту до реальних газодинамічних та фільтраційних процесів, які проходять у неоднорідних порових областях (пластах-колекторах). Процес адаптування полягав у знаходженні параметрів проникностей пластів газосховища, його окремих блоків та слабопроникних пропластків між окремими пластами. Експериментуючи на програмному комплексі, адаптивні параметри постійно уточнювали. Одним із важливих і досить переконливих

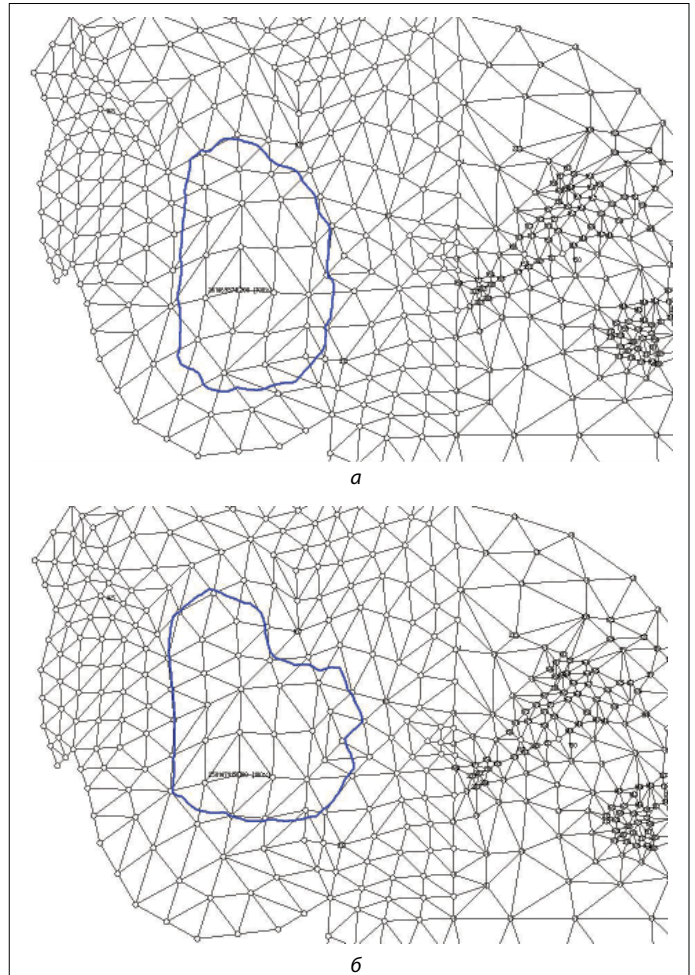


Рис. 4. Контур поширення азоту на 600 день після нагнітання 260 млн м³ азоту протягом 600 днів (5 м³/с) (а); контур поширення азоту на 900 день після нагнітання 260 млн м³ азоту протягом перших 600 днів (5 м³/с) (б)

аргументів щодо адекватності моделі є висока точність розрахованих параметрів динаміки зміни тисків у нейтральний період (між завершенням відбирання та початком нагнітання газу).

Розрахунок пластового тиску в робочій області проведено протягом шести сезонів нагнітання та відбирання газу. Оцінити результати адаптації можна за графіками заміряних та розрахованих пластових тисків у робочій зоні, які приведені на рис. 3. Незначне відхилення розрахованих та заміряних пластових тисків у початковий момент (перший сезон закачування) проявляється за недостатньої збалансованості модельних та реальних параметрів, а також у різних підходах до розрахунку пластових тисків (програма дає можливість розраховувати середній тиск у робочій області за всіма робочими свердловинами).

Потрібно зауважити, що динаміка зміни тиску в св. 165 блока 4 близька до реальної.

Експеримент 2. Нагнітання азоту здійснювали в блок 3. Це пов'язано з тим, що блок 4 має досить низьку проник-

ність пласта. Розглянуто декілька варіантів. Нагнітання азоту проводилося з різними інтенсивностями. На рис. 3 приведено варіант із нагнітанням азоту у блок 3 з інтенсивністю $2,9 \text{ м}^3/\text{с}$. Ефект від нагнітання азоту оцінювався за зміною пластового тиску в нейтральний період після відбору газу.

Візуально аналізуючи графік на рис. 3, можна помітити відчутні зміни пластового тиску в робочій області (див. на тиски в нейтральні періоди).

Таблиця 1

Зміна тиску (МПа) у нейтральний період після нагнітання $182,9 \text{ млн м}^3$ азоту

Кінець i -того сезону відбирання природного газу	Після нагнітання азоту P_1	Без нагнітання азоту P_2	Різниця тисків ($\Delta P = P_1 - P_2$)
$i = 2$	2,868	2,777	0,091
$i = 3$	2,265	2,116	0,149
$i = 4$	2,558	2,347	0,211

Таблиця 2

Зміна тиску (МПа) у нейтральний період після нагнітання $365,8 \text{ млн м}^3$ азоту

Кінець i -того сезону відбирання природного газу	Після нагнітання азоту P_1	Без нагнітання азоту P_2	Різниця тисків ($\Delta P = P_1 - P_2$)
$i = 2$	2,975	2,777	0,198
$i = 3$	2,397	2,116	0,281
$i = 4$	2,744	2,347	0,397

Експеримент 3. Нагнітання азоту в окремі свердловини другої зони проводили в процесі роботи газосховища.

Експеримент 4. Нагнітання азоту в 4 зону здійснювали протягом 5 років чотирма свердловинами з інтенсивністю $0,7408 \text{ м}^3/\text{с}$ (загальний об'єм азоту сягав $467,237376 \text{ млн м}^3$).

Значення різниці тисків у нейтральні періоди, розраховані протягом 5 років роботи Дашавського ПСГ, приведено в табл. 3.

Таблиця 3

Зміна тиску в робочій зоні у процесі нагнітання азоту (без відбирання природного газу, витісненого з слабопроникних зон)

Рік	ΔP , МПа	Збільшення пластового тиску в робочій зоні протягом сезону
1	0,0662	0,0662
2	0,1619	0,0957
3	0,2651	0,1032
4	0,3829	0,1178
5	0,5375	0,1546

Одночасно із нагнітанням азоту в 4 зону, яке проводилось протягом 5 років чотирма свердловинами з інтенсивністю $0,7408 \text{ м}^3/\text{с}$ (загальний об'єм азоту становив $467,237376 \text{ млн м}^3$), проводилося додаткове відбирання газу з ПСГ з робочої зони трьома свердловинами з інтенсивністю $0,75 \text{ м}^3/\text{с}$ (загальний об'єм газу сягав $354,78 \text{ млн м}^3$).

Якщо тиски у робочій зоні на кінець п'ятого сезону за знайденого відбирання газу додатково до існуючого співпали, то це підтверджує правильність знайдених об'ємів природного газу, витіснених азотом у робочу зону.

Результати числових експериментів

1. Об'єми газу, які будуть витіснені в робочу зону за кожен сезон, є пропорційними до зміни тисків у робочій зоні за сезон (різниця тисків за умов відсутності нагнітання азоту та за умов нагнітання), тобто станом на кінець: першого сезону – $0,0662$, другого – $0,0957$, третього – $0,1032$, четвертого – $0,1178$, п'ятого – $0,1546 \text{ МПа}$.

Як бачимо з наведеної таблиці, динаміка перетікання газу, витісненого з слабопроникних зон у робочу область, з роками наростає.

2. За п'ять сезонів відбирання та нагнітання природного газу в результаті нагнітання азоту об'ємом $467,237376 \text{ млн м}^3$ (інтенсивністю 256 тис. м^3 за добу протягом п'яти років) у робочу зону азотом витіснено з слабопроникних зон $354,78 \text{ млн м}^3$ природного газу.

3. Можливим є процес защемлення буферного газу. Він буде пов'язаним не з рухом контура азоту, а швидше зі зростанням тиску та наявної анізотропії пласта. Можна очікувати, що під час руху контура поширення азоту у внутрішню область знаходження азоту потрапить більше ніж 30% буферного природного газу.

4. Протягом нейтрального періоду у робочу зону (область робочих свердловин) проникає близько 130 млн м^3 газу, а до усієї робочої зони залежно від об'ємів нагнітання та відбирання газу потрапляє близько $200\text{--}250 \text{ млн м}^3$ газу. Протягом часу відбирання газу в робочу зону проникає значно більше газу. Припинення перетікання газу із робочої в третю та четверту зони може забезпечити $92,08 \text{ млн м}^3$ азоту. За сезон відбирання газу, який становить у середньому 151 добу, поповнення буферного газу дає можливість зекономити $695,5 \text{ тис. м}^3$ паливного газу.

Список літератури

1. Гімер Р.Ф. Підземне зберігання газу / Р.Ф. Гімер, П.Р. Гімер, М.П. Деркач. – Львів: Центр Європи, 2007. – 224 с.
2. Тетерев И.Г. Управление процессами добычи газа / И.Г. Тетерев, Н.Л. Шешуков, Е.М. Нанивский. – М.: Недра, 1981. – 248 с.
3. Вечерік Р.Л. Математичне моделювання процесу руху газу в системі пласт підземного сховища газу – магістральний газопровід / Р.Л. Вечерік, Я.Д. П'янило, М.Г. Притула, Ю.Б. Хаєцький // Нефть и газ. – 2004. – № 6. – С. 83–89.
4. Вечерік Р.Л. Математичний аналіз акумулюючої здатності газонесних пластів ПСГ / Р.Л. Вечерік, Я.Д. П'янило, М.Г. Притула, Ю.Б. Хаєцький // Нафт. і газова пром-сть. – 2005. – № 6. – С. 55–59.
5. П'янило Я.Д. Дослідження впливу параметрів пласта та привибійної області свердловини на розрахунок дебіту свердловини / Я.Д. П'янило, М.Г. Притула // Комп'ютерна інженерія та інформаційні технології. Вісник ДУ «Львівська політехніка». – 2002. – № 392. – С. 45–49.
6. Лопух Н.Б. Розрахунок початково-граничних умов в задачах фільтрації газу в пористих середовищах / Н.Б. Лопух, Я.Д. П'янило, М.Г. Притула, Н.М. Притула // Комп'ютерні науки та інформаційні технології. Вісник Національного університету «Львівська політехніка». – 2009. – № 638. – С. 239–243.
7. Ефимов А.В. Метод расчета коэффициентов диффузии при конденсации водяного пара из продуктов сгорания газообразного топлива / А.В. Ефимов, Л.В. Гончаренко, А.Л. Гончаренко // Тепловая энергетика. – 2009. – № 3. – С. 18–21.

Володимир Тихонович Скляр

У 2013 р. виповнилося б 90 років від дня народження видатного вченого у галузі нафтохімії та нафтопереробки, талановитого організатора науки, заслуженого діяча науки й техніки України, доктора технічних наук, професора, академіка Української нафтогазової академії Володимира Тихоновича Скляра.

В.Т. Скляр належить до плеяди провідних дослідників, учених і організаторів науки, зусиллями яких створювалася і розвивалася сучасна нафтопереробна й нафтохімічна промисловість України. Притаманні йому творчий підхід до справи, стратегічне мислення, постійне прагнення до практичної реалізації наукових результатів, надзвичайні організаторські здібності по праву забезпечили Володимиру Тихоновичу пошану і славу серед відомих нафтопереробників і нафтохіміків не тільки в Україні, але й за її межами.

Народився В.Т. Скляр 14 липня 1923 р. у с. Хоминці Роменського району Сумської області в родині коваля. Після закінчення середньої школи в 1940 р. поступив до Новосибірського інституту військових інженерів залізничного транспорту, деякий час працював токарем на оборонному заводі. У 1942 р. був відряджений до евакуйованого Київського піхотного училища, в якому після закінчення навчання виховував майбутніх офіцерів.

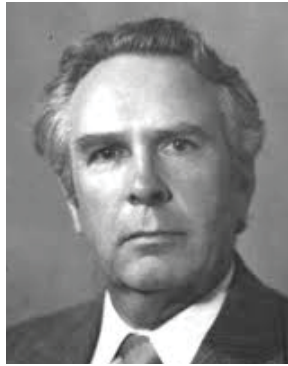
У 1945 р. В.Т. Скляр служить в Управлінні військового коменданта м. Києва, в 1946 р. демобілізується і поступає на другий курс нафтового факультету Львівського політехнічного інституту. В 1951 р. з відзнакою закінчує інститут і залишається працювати на кафедрі «Технологія нафти і газу» асистентом, згодом старшим викладачем і заступником декана нафтового факультету.

У 1953 р. Міністерством вищої освіти СРСР В.Т. Скляр був направлений до інституту нафти АН СРСР, у якому під керівництвом відомого вченого – академіка С.Р. Сергієнка 1955 р. успішно захистив кандидатську дисертацію.

У 1956 р. був обраний керівником лабораторії геохімії нафти Українського науково-дослідного геологорозвідувального інституту (УкрНДГРІ), а у 1959 р. – на посаду завідувача лабораторії нафтохімії, а згодом в.о. заступника директора з наукової роботи Українського науково-дослідного і проектного інституту (УкрНДІпроект).

У 1963 р. на базі лабораторій та відділів нафтового профілю УкрНДІпроект В.Т. Скляр ініціював і брав активну участь у заснуванні Всесоюзного науково-дослідного і проектно-конструкторського інституту (ВНДПКнафтохім), теперішнього УкрНДІНП «МАСМА», і був призначений його першим директором.

На посаді директора інституту особливо яскраво проявився науково-організаторський талант Володимира Тихоновича – науковця, проектувальника, керівника.



Ним була створена комплексна науково-дослідна установа, до якої належали науково-дослідний інститут у Києві, його філія у Львові, проектні відділення у Києві та Львові, дослідний завод у Дрогобичі.

Для плідної роботи інституту В.Т. Скляр запросив молодих учених, талановитих дослідників, проектантів і виробничників із відомих наукових центрів нафтопереробки і нафтохімії Союзу (Грозний, Новокуйбишевськ, Омськ, Львів, Дрогобич та ін.).

У 1974 р. його призначили заступником директора з наукової роботи ІХВС АН УРСР, а згодом – керівником відділення нафтохімії інституту фізико-органічної хімії і вуглехімії (ІНФОВ) АН УРСР.

У 1984 р. Володимир Тихонович захистив докторську дисертацію і понад років очолював відділення нафтохімії ІНФОВ АН УРСР.

З 1991 р. і до останніх днів життя Володимир Скляр працював генеральним директором міжнародної асоціації «Високотемпературний трубопровідний транспорт», яка діяла під безпосереднім патронатом Б.Є. Патона. І тут В.Т. Скляр проявив свій талант організатора і вченого.

Наукові зацікавлення В.Т. Скляра охоплюють широкий спектр питань нафтопереробки і нафтохімії: дослідження нафти, вивчення проблем синтезу й технології алкілсаліцилатних, суцільніми і іншими додатків до мастильних матеріалів, високов'язких матеріалів, що використовуються у дорожньому виробництві, пластичних масил, продуктів коксохімії, мастильно-холодильних рідин та технологічних засобів, ПАР для інтенсифікації видобування нафти. Під його безпосереднім науковим керівництвом було створено та у стислі терміни освоєно виробництво понад 50 найменувань нафтопродуктів, призначених для забезпечення процесів виробництва і експлуатації автомобілів ВАЗ і КАМАЗ.

Володимир Скляр – один із творців потужної нафтопереробної промисловості України. Він зробив вагомий внесок у розроблення техніко-економічних обґрунтувань, проектування, реконструкцію та будівництво Лисичанського, Надвірнянського, Кременчуцького, Дрогобицького, Одеського, Херсонського нафтопереробних та Бердянського нафтооливного заводів.

Результати досліджень Володимира Скляра висвітлені у шестистовику монографіях та оглядах, понад 180 статтях, зареєстровано у 136 авторських свідоцтвах і патентах. Він був головним редактором низки фахових журналів і членом різних наукових товариств. Праця професора Скляра відзначена орденами, медалями, почесними грамотами.

Помер Володимир Тихонович 9 березня 1998 р., похований у Києві на Байковому кладовищі.



A.V. Datsiuk

Ph.D

Public JSC «Ukrtransgaz»

Z.P. Osinchuk

Ph.D

NJSC «Naftogaz of Ukraine»

Underground storage facilities as important factor of keeping Ukrainian consumers supplied with gas in the extraordinary situation

UDK 623.459.72

В статті описано організацію постачання газу споживачам України в умовах повного припинення його імпорту за рахунок використання підземних газосховищ Прикарпаття та реверсу газотранспортної системи.

В статье описана организация поставки газа потребителям Украины в условиях полного прекращения его импорта за счет использования подземных газохранилищ Прикарпатья и реверса газотранспортной системы.

Gas deliveries to Ukrainian consumers in the situation of full stopping of its importation by using Precarpathian underground gas storage facilities and gas transmission system reversing mode of work is described in the article.

Ukraine belongs to the countries with the developed gas industry. The country gas consumption in 2012 totalled 54,7 bcm against 118,8 bcm in 1990 when Ukraine after this index was third in the world after the USA and Russia. During last two decades yearly gas consumption per capita decreased from 2.3 thousand cm to 1.2 thousand cm. More than double reduction of gas consumption for independence years is determined by falling of industrial production, restructuring of national economy, improvement of power sector structure and measures on the increase of energy efficiency. If in 1990 natural gas was used mainly in industry and for power generation, and domestic users acted second-rate part (17,9 %), in 2012 the first place on the volumes of gas consumption belonged to the domestic sector (49,3 %). The pattern of gas consumption became similar the countries of the European Union.

In 2011–2012 gas consumption totalled 55–59 bcm. Gas supply of the users is carried out both due to a domestic production (20–21 bcm per year) and to its import from the Russian Federation. The powerful board far flung network system of gas pipelines enables not only to supply with gas domestic consumers but also to carry out transit of Russian gas to the countries of Central and Western Europe and Turkey [1].

Transit gas shipping from Russia reached the maximum in 2001–2010 totalling 110 bcm per year on the average.

Underground gas storage facilities

Gas consumption in Ukraine, as well as in other countries with the developed gas industry, is irregular during a year. If, for example, in January day's consumption is 150–160 % of average annual one, in July it makes only 40–45% (Fig. 1). It should be noted that the greater specific gravity is in the gas consumption of domestic users, the greater irregular of season consumption. Taking into account that day's gas production, as well as import, during a year fluctuate comparatively little, in a spring-summer season there is considerable surplus of gas which is injected into underground gas storage facilities (UGSF), and by the winter this gas is withdrawn from storages and comes to the market to meet the increased demand.

For the reliable supply of gas users in the circumstances of irregular season gas consumption the complex of UGSF was

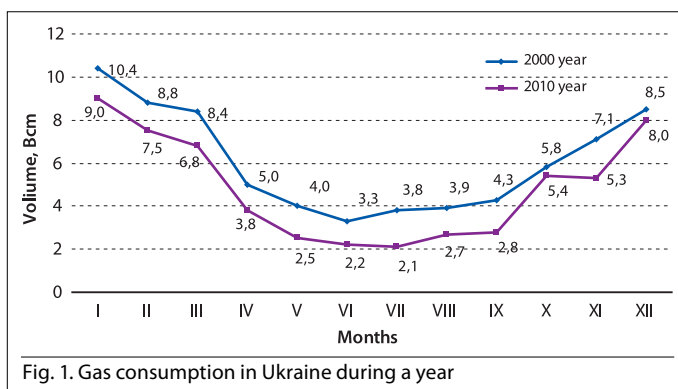


Fig. 1. Gas consumption in Ukraine during a year

created mainly in the depleted gas fields of western (Precarpathian) region by total capacity on working gas of 31 bcm. This complex was created in the period of increasing in 70-80th of the last century of volumes of internal consumption, and also most in the world of gas transit deliveries. The for today existent capacity of the Ukrainian UGSF exceeds indigenous needs and they are mostly used for the regulation of transit Russian gas deliveries [2].

In a fall-winter period the Precarpathian UGSF are used for adjusting of transit deliveries on the western border of Ukraine not only through the irregularity of supplying with gas from Russia as a result of possible breakdown of transcontinental gas pipelines or sharp drop in a temperature but also for indemnification of part of transit gas, used in the east regions of Ukraine in this time of year.

Stopping Russian gas deliveries

In such mode the gas transmission system (GTS) worked during a few decades. But a situation sharply changed on January 1 in 2009, when Russian Gazprom on 8.27 January 1 warned about stopping the delivery of gas for the users of Ukraine by a volume 110 MMcm per day from 9.00. For other European countries gas continued to enter system (Fig. 2).

As such situations in a Ukrainian gas transmission company «Ukrtransgaz» were simulated, it was used preliminary envisaged measures on providing of maximally possible volumes of gas production from own fields (increasing a gas withdrawal from wells, stopping of gas injection on fields developed on technology of cycling-process etc.) and maximal gas extraction

from underground storage facilities. Dispatcher's service in the real mode of time, coming from the technological information, conducted the calculations of the modes of exploitation, simulation of charts of switching compressor stations and valves in the case of change of directions and terms of transit gas deliveries, possible origin of emergencies, refusals of equipment and other situations.

Without regard to some diminishing of volumes of transit gas on inlet of GTS of Ukraine, it was enough of gas for providing both own users and transits deliveries to other European countries. Users of East and South Ukraine, wherever gas from own fields and storage facilities of these regions was not enough, were provided in such a manner. Transit gas transmitted by mains «Soyuz» and partly «Urengoy - Novoposkov», was consumed by users of these regions, and the volumes of the withdrawal gas were compensated by gas from the storage facilities of Western Ukraine, that provided the gas deliveries to Europe almost in the planned volumes. As a result of the accepted measures to January 5 the system worked practically in the regular mode.

From January 5 new substantial reduction of gas shipping into Ukrainian mains began, and on January 7 export deliveries of Russian gas through Ukraine were halted fully (Fig. 3). Possibility of such scenario of events development, when among the winter gas deliveries to the pipelines system are simultaneously halted in over 430 MMcm per day for the users of Ukraine and for other 20 European countries, was not foreseen and simulated never before. The GTS of Ukraine passed to work in autonomous behaviour. For avoidance of its misbalancing through hour-one and a half after stopping of Gazprom gas shipping were closed valves on an exit from Ukraine in directions to Moldova and others European countries.

In a world history such occurrence took place only ones, but in incomparably less scales, when in 1976 after arrival of new power in Iran the export of Iranian gas was halted to the former USSR by a volume about 30 MMcm per day, that made 3,5% of that time volume of its consumption in the country.

GTS reversing

In Ukraine there was an extraordinary situation in providing users by gas, especially in its south-east region, where fierce the winter stood with frosts to minus 27 C. Volumes of gas fields production, as well as capacity of UGSF of this region were too small to supply regional consumers. But there were sufficient resources of gas in the west storage facilities, the capacity of which makes an about 80% total capacity of Ukrainian UGS. They considerably exceeded the needs of region and not used in this moment for adjusting of transit deliveries. In this extraordinary situation the unprecedented reverse of the GTS was carried out for a day long, and gas from western gas storages was directed in the areas of south and east of Ukraine.

It should be underlined that GTS of Ukraine is very branched, transit mains have a few parallel lines with multishop compressor stations and are connected by pipeline crosspieces. It permits gas pipelines network to be high manoeuvrability and reliability for customers gas supply. Such mains peculiarity and transit gas absence gave a possibility transmission system to turn to east and south gas flows, though traditionally gas was delivered from east to west.

Gas pipeline reversing chart was following (Fig. 4). Compressor stations (CS), located on Precarpathian UGSF, took

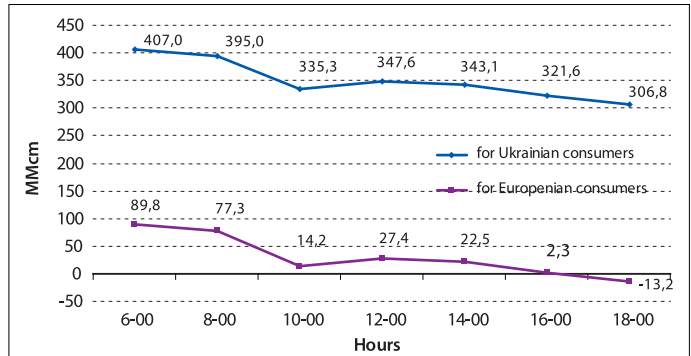


Fig. 2. Russian gas flow into Ukrainian gas transmission system on 01.01.2009

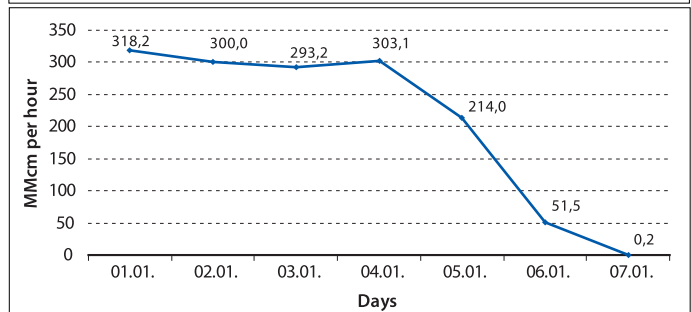


Fig. 3. Russian Gas flow into Ukrainian gas transmission system 01- 07.01.2009

off storing gas and delivered it to mains. Pipeline compressor stations (CS) worked in follow modes:

CS Dolyna, receiving gas from storages, delivered it in two directions: in «Soyuz», Urengoy-Pomary-Uzhhorod, «Progres» pipelines and in Kyiv-West Ukraine pipeline;

CS Bohorodchany, Husiatyn, Bar pumped over gas to the users of east and south by gas pipelines «Soyuz», Urengoy-Pomary-Uzhhorod and «Progres»;

CS Romny gave gas in a pipeline Kryvyi Rih to the south users;

CS Reshetylivka worked in the project mode, pumping over gas by pipeline Kryvyi Rih southward Ukraine;

CS Novoposkov and Loskutivka gave gas in direction of Donetsk and Mariupol;

CS Radushne pumped over gas, which came from gas pipeline Yelets-Kursk-Kryvyi Rih, in two directions: one workshop gave gas in the side of Mykolaiv and Odesa, second, – to Dnipropetrovsk [3].

In the mentioned mode GTS of Ukraine worked to January 20, when gas deliveries were fully restored from Russian Federation. During one day 160 compressor units on pipelines were put into operation, all pipeline establishments were switched and the GTS was carried out on regular mode.

It should be noted that the executed chart of gas deliveries from west to east was carried out in the hand mode, as existent programs of simulation of different situations on gas pipelines such extraordinary situation was not foreseen. Due to high qualification of dispatch's personnel a chart was successfully realized, and residential users even in the remotest corners of Ukraine did not feel problems with the supply of gas or heat. Certainly, in this extraordinary situation the industrial users



Fig. 4. Ukrainian gas transmission system

of gas were something limited and they mainly passed to the reserve type of fuel.

It should be underlined that in this extraordinary situation the several of gas from Ukrainian storages was delivered to Moldova, which did not have other sources of gas supply. A question was studied also in relation to possible delivery of gas from Ukrainian UGSF to Bulgaria.

At a reverse the GTS survived serious examination on its integrity and reliability. In fact some sections of gas pipelines on the entrance of the compressors stations, which by decades worked at reduced pressures through its falling on the route of gas pipeline, found oneself on the output of the stations, where pressure was substantially higher. And if there were some defects on pipelines, which did not prove during of long duration work in the conditions of lower pressure, at its increase could prove, that would result in serious failures. As failures of gas pipelines were not in this period, it affirms their sufficient margin of safety and operating reliability.

Summary

1. Powerful underground gas storage complex as well as some level of indigenous gas production can provide gas supply of residential and industrial consumers in the circumstances of full stopping gas deliveries from abroad.

2. High manoeuvring gas transmission system affirms the sufficient safety and operation reliability as well as capability to carry out the reliable gas deliveries to country consumers in the extraordinary situation.

3. The experience of the maximal use of resources of UGSF and work of the GTS in the reversible mode in an extraordinary situation can be useful to other countries, which do not have the proper diversification of gas supply sources and for diverse reasons can appear in a similar situation.

4. Connected by pipelines with all neighbour countries West Ukrainian underground gas storage complex would become a reliable East European gas hub for gas transmission balancing of the region.

References

1. **Rozhoniuk Vasyl.** Ukrainian gas transit system expanding, modernizing to meet demand / Vasyl Rozhoniuk, Zinovii Osinchuk // Oil & Gas Journal, Feb. 19, 2001, pp. 46–49.
2. **Datsiuk Andrii.** Role of underground gas storage facilities of Ukraine to ensure reliable and efficient gas consumption / Andrii Datsiuk, Petro Galii // 25 World Gas Conference, 2012, Kuala-Lumpur.
3. **Землянський В.В.** Робота газотранспортної системи України в стані підвищеної готовності / В.В. Землянський, П.В. Афанасьєв // Трубопровідний транспорт. –2009. – № 1. – С. 7–12.

А.О. Редько

д-р техн. наук

О.Ф. Редько

д-р техн. наук

ХНУБА

А.І. Компан

ТОВ «Регіональна газова компанія»

Утилізація теплоти викидних газів газотурбінних установок ГПА магістральних газопроводів

УДК 621.622

Вибір раціональної теплової схеми утилізації теплоти викидних газів газотурбінних установок (ГТУ) газоперекачувальних агрегатів (ГПА) магістральних газопроводів є одним із актуальних завдань підвищення питомої енергоефективності транспортування газу. Численні публікації вказують на те, що ця проблема остаточно не вирішена, деякі результати досліджень суперечливі та потребують уточнення, оскільки процеси перетворення низькопотенційної теплоти в електроенергію надзвичайно складні. Приведено результати чисельного дослідження циклів утилізаційних енергетичних установок із різними органічними речовинами, проаналізовано їх термодинамічну ефективність та вплив різних параметрів. Обґрунтовано вибір робочого тіла установки при температурі викидних газів 350–380 °С.

Выбор рациональной тепловой схемы утилизации теплоты выхлопных газов газотурбинных установок (ГТУ) газоперекачивающих агрегатов (ГПА) магистральных газопроводов является одной из актуальнейших задач повышения удельной энергоэффективности транспорта газа. Многочисленные публикации указывают на то, что решение проблемы нельзя признать законченным, при этом некоторые результаты исследования противоречивы и требуют уточнения, учитывая, что процессы преобразования низкопотенциальной теплоты в электроэнергию чрезвычайно сложны. Приведены результаты численного исследования циклов утилизационных энергетических установок с различными органическими веществами, проанализирована их термодинамическая эффективность и влияние различных параметров. Обоснован выбор рабочего тела установки при температуре выхлопных газов 350–380 °С.

The choice of the rational heating scheme of gas turbine exhaust-gas heat utilization of main gas pipeline gas-compressor units is one of the actual problems of increasing energy efficiency of gas transportations. A number of well-known publications state that problem solution can not be considered to be completed, some results of investigation being conflicting and requiring more precise definition, taking into consideration that the processes of converting low potential heat into electric power are considerably complex. The thermodynamic efficiency and various parameter influence are analyzed as well. The choice of the plant working-medium at the temperature of exhaust gases of 350–380 °C is explained in detail.

Підвищення енергоефективності магістральних газопроводів забезпечується за рахунок енергозбереження під час транспортування природного газу. Тенденція до подорожчання енергоресурсів стимулює проведення енергоощадних заходів під час транспортування газу за такими напрямками: енергоощадні технологічні процеси транспортування газу, енергоощадна газоперекачувальна техніка, використання вторинних енергоресурсів [1–4].

На компресорних станціях (КС) магістральних газопроводів використовують відцентрові нагнітачі з газотурбінним приводом. ККД газотурбінних установок, що експлуатуються, становить 23–28 %. У сучасних ГТУ ККД вищий. Однак понад 70 % теплоти втрачається з викидними газами. При цьому температура викидних газів сягає 450–500 °С, витрата газів – 60–120 кг/с.

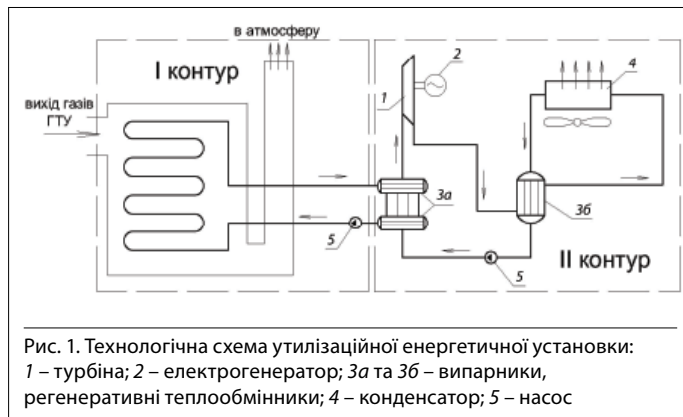
Кількість утилізаційної теплоти для різних типів ГТУ залежно від температури становить: 20–32 МВт для ГТК-10-4, 25–30 МВт для ГТН-16 та 28–46 МВт для ГТН-25 [5–9].

На компресорній станції встановлюють декілька ГТУ. Це залежить від продуктивності та режиму роботи газопроводу, що визначає річну кількість утилізованої теплоти багатопотокової КС. При цьому показники питомої енергоефективності КС (відношення витрати паливного газу ГТУ КС до товарно-транспортної роботи) поступаються закордонним на 7–12 м³/(млн м³·км) [3, 4]. Застосування парогазових установок (ПГУ) із високонапірним парогенератором та ККД близь-

ко 40–44 % потребує значних капітальних затрат, при цьому високонапірний режим роботи магістрального газопроводу знижує ефективність їх застосування. Більш ефективним є застосування утилізаційної паросилової надбудови ГТУ з низькотемпературним парогенератором та органічною робочою речовиною. Використання водяної пари не забезпечує ефективного вироблення електроенергії через низькі параметри пари: температура 520–685 К, тиск 2–3 МПа.

Вторинні енергоресурси (ВЕР) приводних ГТУ магістральних газопроводів можуть використовувати для теплопостачання, опалення та вентиляції різних об'єктів, вироблення електроенергії та додаткової кількості механічної енергії, виробництва холоду [5–9]. Однак до цього часу ці методи не отримали широкого розповсюдження. Частка використання ВЕР на теплові потреби КС становить близько 1–3 % на рік від наявної кількості теплоти.

У зв'язку з широким використанням та розвитком геотермальної енергетики за кордоном отримали розповсюдження енергетичні установки, які реалізують цикл Ренкіна з органічною робочою речовиною (The Organic Rankine Cycle – ORC) [10–16]. Відомі утилізаційні енергетичні установки на КС магістральних газопроводів США, а також компресорні станції на базі ГТУ Rolls-Royce RB211 із теплоутилізаційними паротурбінними установками фірми Ormat-Energy Converter. Силовий контур установки працює за циклом Ренкіна з органічним теплоносієм н-пентаном (н-С₅H₁₂) [13].



ГТУ Rolls-Royce RB211 потужністю 28 МВт забезпечує вироблення додатково 6,5 МВт електричної потужності. На особисті потреби установки (насоси, вентилятори та ін.) необхідно 0,8 МВт потужності, решту 5,7 кВт може бути передано у зовнішню мережу або використано на потреби компресорної станції. Подібні дослідження проводяться в Україні [12–16].

Сьогодні для БАТ «Газпром» виготовляють пароводяні турбоустановки типу К-6-1,6 потужністю 4–12 МВт.

У БАТ «Сумське НПО ім. М.В. Фрунзе» створено газотурбінну установку потужністю 4 МВт із замкненим контуром та робочим тілом н-пентаном [14].

Однак даних щодо ефективності циклів у фаховій літературі або не приводять, або вони є суперечливими [12–16].

Відомо про дослідження, обмежені робочою органічною речовиною – н-пентаном [10–16], деякі – н-гексаном [13, 15], бензолом. Інші речовини практично не досліджені. Розрахунки обмежені температурами теплоносія (менше 200 °С), цикли установок за більш високих температур також практично не досліджено. Розрахункові дані у фаховій літературі дуже розрізнені, їх важко порівнювати через відсутність повної інформації.

У зв'язку з цим необхідно продовжити теоретичні та експериментальні дослідження з пошуку та обґрунтування раціональних теплових схем утилізаційних енергетичних установок, вибору ефективної робочої речовини та оптимальних параметрів циклу енергетичної установки.

Аналіз термодинамічних параметрів циклів утилізаційної енергетичної установки та вибір ефективної робочої рідини є метою цієї роботи.

У статті приведено результати досліджень докритичних та надкритичних циклів енергетичних установок. Як робочі теплоносії вивчалися робочі речовини R600, R600a, R601a, R602, R13в, R134a, R142в, R143a, R404a, R407a, R410a, R503в, R600a/R161, R600a/R141, R600a/R601, C₇H₁₆, C₈H₁₈, C₁₀H₂₂, NH₃/R170, інші органічні речовини та їх суміші.

Термодинамічну ефективність циклів можемо визначити за коефіцієнтом перетворення (COP) та коефіцієнтом утилізації теплоти. Термічний ККД циклу (або COP) змінюється у вузькому діапазоні 0,13–0,16, що недостатньо повно характеризує ефективність циклів, і тому більш важливим критерієм вибору робочої речовини є робота, яка здійснюється під час розширення пари в турбіні.

На рис. 1 показано технологічну схему утилізаційної енергетичної установки. Перший (I) контур містить теплообмінник, насос 5, систему циркуляції робочої речовини, підключену до випарника та регенеративного теплообмінника 3, 3а; II контур – турбіну з генератором, випарник, насос, повітряний конденсатор та регенеративний теплообмінник. У I та II контурах циркулює одна й та ж робоча речовина.

Цикли енергетичної установки показано на рис. 2.

У табл.1 приведено характеристики досліджуваних робочих речовин.

Таблиця 1

Фізико-хімічні властивості робочих речовин

Речовина	$t_{кр}, ^\circ\text{C}$	$P_{кр}, \text{МПа}$	$t_{н.к.}, ^\circ\text{C}$	$t_{всп}, ^\circ\text{C}$	Межі спалахування	
					нижня	верхня
пропан (C ₃ H ₈)	96,67	4,25	-42,07	466	2,1	9,5
н-бутан (C ₄ H ₁₀)	152,93	3,60	-0,5	431	1,5	8,5
і-бутан (C ₄ H ₁₀)	134,0	3,70	-12,55	431	1,8	8,4
н-пентан (C ₅ H ₁₂)	196,65	3,37	36,0	284	1,47	7,8
н-гексан (C ₆ H ₁₄)	234,15	3,05	69,0	261	1,24	7,5
н-гептан (C ₇ H ₁₆)	267,15	2,68	98,43	240	1,07	6,7
н-октан (C ₈ H ₁₈)	296,0	2,49	126,0	210	0,94	3,2
н-декан (C ₁₀ H ₂₂)	344,65	2,096	174,1	208	0,60	5,5
етан (C ₂ H ₆)	32,68	4,88	-89,63	472	3,07	15,0
аміак (R717)	132,25	11,15	-33,35	650	15,0	28,0
водяна пара (H ₂ O)	374,15	21,77	100	–	–	–

Розрахунки виконували за таких допущень: перепад температур між продуктами згоряння та робочою речовиною $\Delta t_{\min} = 3; 5; 10 ^\circ\text{C}$; ККД турбіни – 0,7–0,8; ККД насоса – 0,75–0,80; процес розширення пари в турбіні закінчується в однофазній області; конденсація пари після турбіни відбувається у повітряному конденсаторі; температура атмосферного повітря 15 °С (288,15 К).

У ході дослідження та оптимізації циклів із багатьма робочими речовинами як в докритичному, так і в надкритичному циклах в одноступінчастій енергетичній установці було встановлено, що максимальне вироблення електроенергії забезпечується в надкритичному циклі [17]. При цьому необхідно зазначити, що застосування суміші робочих речовин ефективніше, ніж чистих речовин.

У табл. 2 наведено деякі чисельні результати.

Таблиця 2

Теплотехнічні параметри утилізаційної енергетичної установки*

Робоча речовина	$t_r, ^\circ\text{C}$	$P_r, \text{кПа}$	$P_{кр}, \text{кПа}$	$m, \text{кг/с}$	$N, \text{кВт/(кг/с)}$	$\eta_{тер}, \%$
і-пентан (і-C ₅ H ₁₂)	347	3200	80	0,3	60,8	14,4
н-бутан (C ₄ H ₁₀)	347	3500	220	0,38	58,9	13,1
н-гептан (C ₇ H ₁₆)	347	4000	5,35	0,53	106,5	18,4
н-октан (C ₈ H ₁₈)	347	4000	1,6	0,54	109,6	18,9
н-декан (C ₁₀ H ₂₂)	347	4000	1,5	0,59	114,7	19,4
водяна пара (H ₂ O)	347	4000	550	0,057	17,8	10,4
C ₇ H ₁₆ (80 %) / H ₂ O(20 %)	347	4000	6,25	0,38	138,9	24,3
і-пентан (і-C ₅ H ₁₂)	347	6000	80	0,53	96,0	16,2
і-пентан (і-C ₅ H ₁₂)	297	6000	92	0,56	83,8	20,2
і-пентан (і-C ₅ H ₁₂)	247	6000	220	0,62	56,1	15,2

* P_r – тиск пари перед турбіною; t_r – температура пари перед турбіною; N – корисна питома електрична потужність, яка виробляється турбіною; $\eta_{тер}$ – термічний ККД циклу; m – витрата робочої речовини.

Як видно з результатів розрахунків, питома електрична потужність, яка виробляється у надкритичних циклах із органічними речовинами, у декілька разів вища, ніж у циклах із водяною парою.

Електрична потужність, яка виробляється, збільшується зі зростанням температури пари перед турбіною. Залежність питомої роботи розширення пари в турбіні (Δi), а також виробленої питомої потужності (N) від тиску більш складна: при температурах, нижчих від критичної, підвищення тиску (до критичного) призводить до підвищення Δi (а також N); за параметрів пари, близьких до критичних, – до зниження Δi (N); при понадкритичній температурі підвищення тиску призводить до зростання Δi (N). Окрім згаданих параметрів, на значення потужності, яка виробляється, впливає тиск пари в конденсаторі. З підвищенням тиску в конденсаторі потужність турбіни знижується на 8–12 %.

Обмеження температури перегріву пари робочого тіла відносно критичної температури [15] вводити не потрібно, оскільки основним обмеженням є температура термічного розкладання органічних речовин – вуглеводнів, а не температура спалахування, вплив якої може бути знижено шляхом введення в склад робочої речовини різноманітних флегматизаторів (азот, діоксид вуглецю, фторо- та бромовмісні добавки, водяна пара та ін.) які запобігають спалахуванню газоповітряної суміші.

Зміна температури пари і-пентану (R601a) перед турбіною від 350 до 250 °С призводить до зниження питомої електричної потужності, яка виробляється, від 96,0 до 56,1 кВт/(кг/с), тобто на 32,2 %.

Істотно впливає на значення потужності, яка виробляється, мінімальний температурний перепад між нагрівальним теплоносієм та робочою речовиною, яка визначає ефективність теплообміну в елементах енергетичної установки Δt_{\min} . Так, збільшення Δt_{\min} від 3 до 10 К призводить до зниження потужності, яка виробляється, на 15–20 %. Впливають також значення ККД турбіни та насоса. Помітне також зростання потужності, яка виробляється, на 12–20 % зі зниженням температури атмосферного повітря (сезонний вплив) від 25 до 0 °С та нижче за рахунок зміни температури теплоносія у повітряному конденсаторі.

Отримані результати порівнювали з малочисельними показниками за н-пентанним циклом, узяті з фахової літератури.

На рис. 3 наведено розрахункові дані питомого перепаду ентальпії пари у турбіні залежно від температури та тиску пари перед турбіною.

Як показують результати різних дослідників, застосування н-пентану та і-пентану як робочого тіла при тиску пари до 6,5 МПа та температурі до 350 °С забезпечує роботу розширення у турбіні близько 170–180 кДж/кг. У разі використання гептану (C_7H_{12}) $\Delta i = 208,6$ кДж/кг; при цьому особливо ефективна неазеотропна суміш ($C_7H_{17} + H_2O$) (80 % / 20 %), питомий перепад ентальпії пари становить $\Delta i = 375,7$ кДж/кг при тиску пари 4,0 МПа. Суміш вуглеводнів із водяною парою знижує їх горючість.

Отже, порівнявши різноманітні органічні речовини, побачимо, що видобуток питомої електричної потужнос-

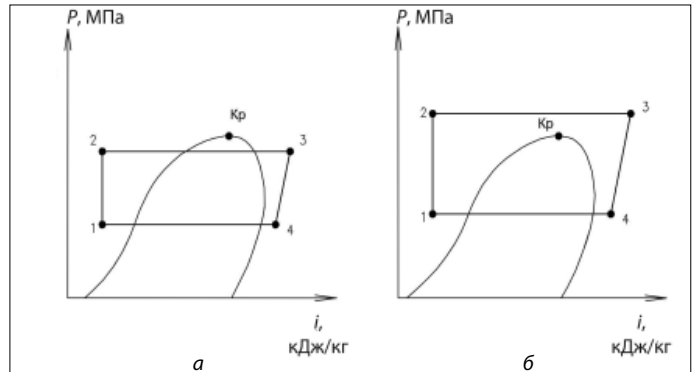


Рис. 2. Цикли утилізаційної установки: а – докритичний, б – надкритичний

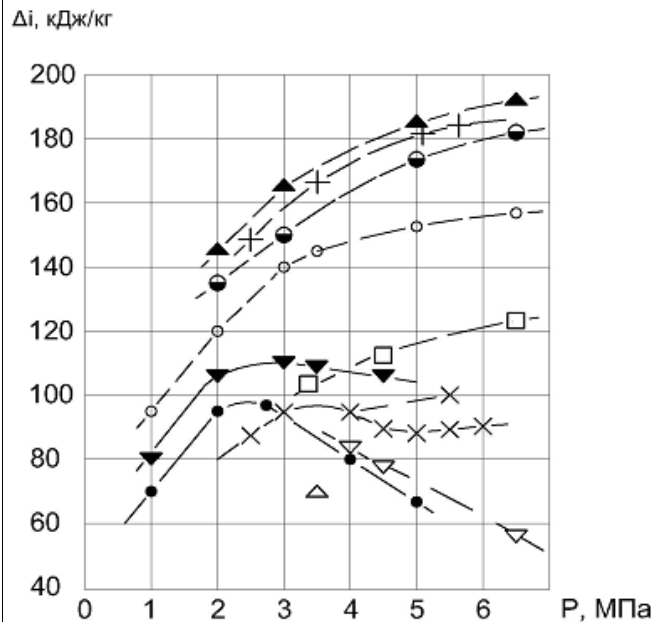


Рис. 3. Залежність роботи розширення пари в турбіні від тиску та температури: ● – н-пентан, $t = 200$ °С [12]; ○ – н-пентан, $t = 300$ °С [12]; △ – н-пентан, $t = 200$ °С [15]; ▽ – н-пентан, $t = 220$ °С [15]; ▼ – н-пентан, $t = 220$ °С [14]; □ – н-пентан, $t = 300$ °С [15]; × – суміш і-бутан + R141b(60/40, $t = 200$ °С (автори); + – н-бутан, $t = 350$ °С (автори); ▲ – і-пентан, $t = 350$ °С (автори); ● – суміш і-бутан+і-пентан (40/60), $t = 350$ °С (автори)

ті у турбіні з деканом сягає 114,7 кВт/(кг/с). При цьому суміш C_7H_{16} (80 %) + H_2O (20 %) дає змогу збільшити питому електричну потужність до 138,9 кВт/(кг/с), тобто на 17,2 %. Результати порівняння питомого перепаду ентальпії пари у турбінах із різними робочими речовинами при $t_n = 347$ °С показують, що для гептанової турбіни питомий перепад ентальпії пари становить 208,6 кДж/кг, а для суміші н-гептан (80 %) + H_2O (20 % – 375,7 кДж/кг. Цикл на суміші н-гептан (C_7H_{16})+водяна пара(H_2) характеризується низькою роботою стискування (7,3 кДж/кг і 2,74 кВт) через малі витрати робочої речовини ($m = 0,38$ кг/с), тиск у конденсаторі – 6,25 кПа, ККД циклу – 24,7 %. Результати

чисельного дослідження показують можливість вироблення електроенергії в обсязі 6882–16670 кВт у разі утилізації теплоти викидних газів із масовою витратою 60–120 кг/с, газотурбінних установок типу ГТН-16, ГТН-25, ГТН-32. Як робоче тіло енергетичної установки може бути застосовано органічні речовини – гептан (C_7H_{16}), октан (C_8H_{18}) або декан ($C_{10}H_{22}$) та їх неазеотропні суміші з водяною парою. Електроенергія, яка виробляється, може бути використана на власні потреби КС, приводу АПОГ та додаткового електроприводного ГПА, що забезпечує зниження енергоемності транспортування газу.

Список літератури

1. **Козаченко А.Н.** Энергетика трубопроводного транспорта / А.Н. Козаченко, В.И. Никишин, Б.П. Поршаков. – М.: ГУП изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2001. – 400 с.
2. **Поршаков Б.П.** Газотурбинные установки на газопроводах / Б.П. Поршаков, А.А. Апостолов, А.Н. Козаченко, В.И. Никишин. – М.: ФГУП изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. – 216 с.
3. **Сальников С.Ю.** Энергоэффективные технико-технологические решения в транспорте газа / С.Ю. Сальников, В.А. Щуровский, З.Т. Галиуллин, В.В. Зюзьков // Наука и техника в газовой промышленности. – 2011. – № 1. – С.19–33.
4. **Зюзьков В.В.** Автономное электроснабжение модульных газотурбинных газоперекачивающих агрегатов / В.В. Зюзьков, В.А. Щуровский // Сб.тр. III Межд. научн.-техн. конф. «Газотранспортные системы: настоящее и будущее». – М.: ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2009. – С. 268–275.
5. **Мужиливский П.М.** Унификация теплоутилизационного оборудования газотурбинных установок компрессорных станций / П.М. Мужиливский, И.Л. Юращик // Использование газа в народном хозяйстве. – 1972. – Вып. 7. – С. 10–12.
6. **Юращик И.Л.** Утилизация теплоты приводных газотурбинных установок / И.Л. Юращик, Л.Ф. Глушенко, А.С. Маторин. – К.: Техника, 1991. – 152 с.
7. **Ванюшин Ю.И.** Утилизация тепла на компрессорных станциях магистральных газопроводов / Ю.И. Ванюшин, В.И. Глушков. – М.: Недра, 1978. – 160 с.
8. **Редько А.Ф.** Способы и устройства использования вторичных энергоресурсов на компрессорных станциях / А.Ф. Редько, М.М. Эшматов. – М.:ВНИИЭ ГАЗпром, 1983. – Вып. 2. – 43 с.
9. **Воробьев О.Б.** Оптимизация конструктивных параметров теплоутилизаторов на термосифонах для ГПА-ГТК 10И / О.Б. Воробьев, А.Ф. Редько, Н.Г. Ланцберг // Сб. научн. ст. УКРНИИГаз. – 1991. – С. 103–114.
10. **Білека Б.Д.** Комплексне використання утилізаційних енергоустановок на КС для підвищення ефективності ГПА / Б.Д. Білека, С.П. Васильєв, В.М. Клименко [та ін.]. // Нафт. і газова пром-сть. – 2000. – № 4. – С. 40–43.
11. **Шварц Г.В.** Утилизационные энергетические установки с органическими теплоносителями / Г.В. Шварц, С.В. Голубев, Б.П. Левыкин [и др.]. // Газовая промышленность. – 2000. – № 6. – С. 14–18.
12. **Пятничко В.А.** Утилизация низкопотенциального тепла для производства электроэнергии с использованием пентана в качестве рабочего тела / В.А. Пятничко, Т.К. Крушевнич, А.Н. Пятничко // Эко-технологии и ресурсосбережение. – 2003. – № 4. – С. 3–8.

13. **Гринман М.И.** Перспективы применения энергетических установок с низкикопьящими рабочими телами / М.И. Гринман, В.А. Фомин // Новости теплоснабжения. – 2010. – № 7. – С. 13–18.

14. **Бухолдин Ю.С.** Повышение эффективности и надежности компрессорных станций магистральных газопроводов / Ю.С. Бухолдин, А.С. Северин, В.М. Татаринов, С.В. Шахов // Технические газы. – 2010. – № 3. – С. 60–65.

15. **Билека Б.Д.** Особенности выбора начальных параметров безводного цикла Ренкина для энергетических установок, утилизирующих сбросную теплоту приводных газотурбинных установок компрессорных станций / Б.Д. Билека, В.Я. Кабков, Р.В. Сергиенко // Вестник двигателестроения. – 2011. – № 2. – С. 138–140.

16. **Редько А.А.** Методы повышения эффективности систем геотермального теплоснабжения. – Макеевка: ДонНАСА, 2010. – 302 с.

17. **Редько А.А.** Выбор рабочего вещества для когенерационного силового контура котельного агрегата / А.А. Редько, С.В. Павловский // Энергетика и электрификация. – 2012. – № 2. – С. 24–27.

Автори статті



Редько Андрій Олександрович

Доктор технічних наук, професор кафедри теплогазопостачання, вентиляції та використання теплових вторинних енергоресурсів Харківського національного університету будівництва і архітектури (ХНУБА). Наукові інтереси: низькопотенційна енергетика, альтернативні джерела енергії, термодинаміка процесів перетворення енергії.

Редько Олександр Федорович

Доктор технічних наук, професор, старший науковий співробітник за спеціальністю спорудження та експлуатація магистральних нафтогазопроводів, нафтобаз та газових сховищ, завідувач кафедри теплогазопостачання, вентиляції та використання теплових вторинних енергоресурсів Харківського національного університету будівництва і архітектури (ХНУБА). Наукові інтереси: технології використання ВЕР, процеси перетворення низькопотенційної теплоти в системах холодо- та теплопостачання, виробництва електроенергії.



Компан Артем Ігорович

Аспірант кафедри теплогазопостачання, вентиляції та використання теплових вторинних енергоресурсів Харківського національного університету будівництва і архітектури (ХНУБА). Закінчив Полтавський Національний технічний університет ім. Ю. Кондратюка, спеціальність – обладнання нафтогазового промислу. Наукові інтереси: облік і раціональне використання природного газу, енергозбереження в промисловості.

ДП «Науканафтогаз»: 10-річний шлях від регіональних досліджень до відкриття родовищ нафти і газу

О.А. Швидкий

Т.Є. Довжок

канд. геол.-мінерал. наук

В.П. Гришаненко

канд. техн. наук

ДП «Науканафтогаз»

П.М. Хомик

Національна акціонерна

компанія «Нафтогаз України»

У жовтні цього року виповнилося 10 років з дня створення Дочірнього підприємства «Науково-дослідний інститут нафтогазової промисловості» Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України» (ДП «Науканафтогаз»). Основною метою діяльності ДП «Науканафтогаз» було та залишається забезпечення формування та реалізації науково-технічної політики Компанії шляхом запровадження новітніх технологій у пошук та розвідку родовищ нафти і газу, видобування вуглеводнів, їх транспортування, раціональне використання вуглеводневої сировини, енергозбереження, підвищення безпеки праці та охорони довкілля.

Першочерговими завданнями інституту були проведення масштабних геолого-геофізичних, сейсмічних регіональних досліджень та впровадження інноваційних підходів для підвищення техніко-економічної ефективності процесів розробки родовищ вуглеводнів. Такий підхід дав позитивні результати. Так, із урахуванням рекомендацій ДП «Науканафтогаз» у параметричній св. 403-Субботіна ДАТ «Чорноморнафтогаз» у 2006 році відкрито перше нафтове родовище в українському секторі акваторії Чорного моря зі значними запасами (понад 20 млн т умовного палива). За рекомендаціями фахівців інституту протягом 2006–2010 років відкрито 6 родовищ нафти і газу в Арабській Республіці Єгипет. Наукові розробки інституту сприяли відкриттю у 2012–2013 рр. трьох родовищ вуглеводнів у межах Будищансько-Чутівської ліцензійної ділянки, а саме: Руновщинського, Східно-Руновщинського та Академіка Шпака.

Окрім виконання прикладних задач, пов'язаних із геолого-розвідувальними роботами (ГРР) та проектно-технологічним забезпеченням розробки родовищ нафти і газу, у ДП «Науканафтогаз» за 10 років діяльності було виконано понад 200 науково-дослідних робіт, у результаті яких отримано нові наукові, технологічні, проектні, прикладні та інші результати, зокрема:

- участь у розробленні Енергетичної стратегії України до 2030 року;
- розроблено уточнену Державну Програму освоєння вуглеводневих ресурсів українського сектора Чорного та Азовського морів;
- підготовлено більше ніж 100 рекомендацій на проведення ГРР та нагромадження ресурсної бази вуглеводнів, завдяки чому забезпечено приріст запасів газу на 7,0 млрд м³, нафти – на 5,8 млн т;
- створено атлас нафтогазоперспективних об'єктів нафтогазоносних регіонів України;
- розроблено технологічне та програмно-методичне забезпечення обробки та інтерпретації результатів сейсмічних досліджень.

ДП «Науканафтогаз» отримало статус Базової організації зі стандартизації Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України». Розроблено 57 нормативних документів, у тому числі 3 нормативно-правових акти та 8 державних стандартів України.

У 2012 р. ДП «Науканафтогаз» пройшло державну атестацію в Державному агентстві з питань науки, інновацій та інформатизації України і віднесено до категорії «Б1» – організації, що мають високий рівень розвитку і ефективність його використання, можуть формувати перспективну науково-технічну політику певного наукового напрямку, бути провідними у сфері проведення досліджень, розробок, впровадженнь конкретних видів наукової, технічної, проектної продукції та виявляють активність в інтеграції у світовий інформаційний простір.

За час діяльності ДП «Науканафтогаз» працівниками інституту видано близько 250 друкованих праць та монографій в українських та іноземних виданнях. Один фахівець інституту удостоєний звання лауреата Державної премії в галузі науки та техніки, ще двоє – звання лауреатів Премії Президента України для молодих вчених.

На сьогодні ДП «Науканафтогаз» сформовано як повноцінну дослідницьку організацію, що укомплектована висококваліфікованими науковими та інженерним кадрами (6 докторів та 20 кандидатів наук), оснащена унікальною обчислювальною системою проектування й обігу інформації з відповідними технічними та програмними засобами для комплексного геолого-промислового моделювання та техніко-економічного аналізу, спроможна вирішувати на сучасному науково-технічному рівні складні завдання, що постають перед нафтогазовою галуззю країни, для забезпечення наукового супроводу повного циклу робіт – від розвідки до транспортування.

Незважаючи на вищезазначене, знаходяться так звані «експертні» видання, які в гонитві за псевдосенсаціями роблять нічим не підкріплені висновки та припускаються некоректних висловлювань щодо якості та доцільності досліджень, що проводяться в ДП «Науканафтогаз» (щотижневик «Терминал: нефтяное обозрение» № 40 (678), 07.10.13, стаття Г. Рябцева «Разрушать – легко. Создавать – сложно»). Колектив ДП «Науканафтогаз» впевнений у тому, що справжні експерти нафтогазової промисловості України високо цінують його внесок у розвиток галузевої науки, спрямований на формування і реалізацію науково-технічної політики Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України».

Редакція науково-виробничого журналу «Нафтогазова галузь України» вітає колектив ДП «Науканафтогаз» із 10-річчям з дня створення та щиро бажає нових наукових та професійних досягнень.

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

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

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

✓ Рукопис статті, індекс якої згідно з УДК є обов'язковим, потрібно подавати із нумерацією всіх сторінок. Обсяг матеріалу, враховуючи таблиці, список літератури, підписи до рисунків та анотації українською, російською і, бажано, англійською мовами, не повинен перевищувати 6–8 сторінок.

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

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

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

✓ Таблиці повинні мати тематичні заголовки і рядкові номери. Примітки до таблиць друкуються під ними. На полях рукопису потрібно проставити номери таблиць проти місць їхнього розташування під час набору, а у тексті зробити посилання на таблиці.

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

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

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

✓ Обидва примірники рукопису підписують усі автори.

✓ До рукопису обов'язково додається експертний висновок.

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

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

Тел. редакції 044-586-36-81 044-586-36-83

тел./факс: 044-594-76-69

e-mail: journal@naftogaz.net

www.naftogaz.com/naftogaz_galuz