

Нафтогазова галузь України

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

техніка

5/2014



ФОТО УНІАН

Oil & gas industry of Ukraine

Застосування системи
контролінгу з підсистемою
економічної експертизи
в ПАТ «Національна акціонерна
компанія «Нафтогаз України»

Перевозова І.В.

Принципи вибору компо-
нок низу бурильної колони
для буріння похилих ділянок
свердловин

Мислюк М.А.,
Долик Р.М.

Оливорозчинні емульгатори-
стабілізатори на базі вищих
жирних кислот олій для
нафтогазової галузі

Поп Г.С.,
Бодачівський Ю.С., Донець О.Є.

УКРАЇНСЬКИЙ ГАЗОВИЙ ГАЛУЗІ – 90 РОКІВ ПЕРШОМУ ПІДЗЕМНОМУ СХОВИЩУ ГАЗУ – 50 РОКІВ

10 вересня 2014 року в конференц-залі НАН України у Києві Національна акціонерна компанія «Нафтогаз України» за підтримки Київського Міжнародного Енергетичного клубу проводила круглий стіл за темою «Українській газовій галузі 90 років. Першому підземному сховищу газу 50 років. Досягнення, проблеми, перспективи».

У роботі круглого столу взяли участь провідні фахівці нафтогазової промисловості України – представники Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України», ПАТ «Укргазвидобування», ПАТ «Укртрансгаз», ПАТ «Укртранснафта», Національної академії наук України, Української нафтогазової академії, Київського національного університету імені Тараса Шевченка, Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу, приватних нафтогазовидобувних компаній, а також почесні ветерани нафтогазової галузі.

Після вступного слова О.С. Тодійчука – заступника голови правління Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України» присутніх привітали заступник голови правління ПАТ «Укрнафта» В.Й. Прокопів, голова правління «Укртрансгаз» І.Б. Прокопів, ректор ІФНТУНГ Є.І. Крижанівський, генеральний директор ТОВ «КУБ-Газ» С.І. Панчук.

Значну увагу було приділено історії нафтогазового комплексу, а також обговоренню проблемних питань, які постають перед користувачами нафтогазоносних надр сьогодні та суттєво стримують розвиток галузі.

У ході круглого столу директор НВП «Центр нафтогазових ресурсів», д-р техн. наук, член-кореспондент НАН України Д.О. Єгер розповів про роль газової галузі в енергетичному комплексі України; канд. техн. наук І.В. Діак – про основні віхи розвитку видобування газу в Україні, директор департаменту ПАТ «Укртрансгаз», канд. техн. наук Р.Я. Шимко – про розвиток підземного зберігання газу в Україні.

Після демонстрації тематичного фільму змістовні доповіді зробили головний науковий співробітник Інституту геологічних наук, акад. НАН України О.Ю. Лукін («Збіль-

шення ресурсної бази вуглеводнів»), Президент УНГА, канд. техн. наук Б.О. Клюк («Цінова політика як стимул розвитку нафтогазовидобувної галузі України»), головний радник голови правління Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України» Ю.Ю. Вітренко («Реформування газової галузі України»), заступник голови правління ПАТ «Укргазвидобування» В.М. Бенюк («Стан та перспективи розвитку ПАТ «Укргазвидобування»), головний інженер ПАТ «Укртрансгаз» І.З. Буряк («Реверсні маршрути постачання газу. Східний хаб») та інші.

У ході обговорення члени круглого столу дійшли висновків, що для забезпечення сталого функціонування нафтогазової галузі необхідно:

- значно спростити процедуру відведення земельних ділянок для спорудження об'єктів нафтогазового комплексу (внесення змін до Земельного кодексу України);
- спрямувати частину податків, які сплачують надрокористувачі, до місцевих бюджетів (внесення змін до Податкового кодексу України);
- суттєво спростити процедуру надання надр у користування з одночасним посиленням контролю за виконанням умов угод до наданих дозволів на користування надрами (внесення змін до постанови Кабінету Міністрів України «Про затвердження порядку надання спеціальних дозволів на користування надрами»);
- переглянути угоду до наданих спеціальних дозволів на користування нафтогазоносними надрами з установленням жорстких вимог щодо обсягів щорічних приростів запасів вуглеводнів;
- підвищити ціну на газ, який нафтогазовидобувні підприємства реалізують для потреб населення та комунально-побутових споживачів, та суттєво збільшити інвестиційну складову в структурі цієї ціни;
- запровадити дієві економічні механізми стимулювання реалізації проектів зі збільшення обсягів видобутку вуглеводнів на родовищах із важковидобувними і виснаженими запасами (внесення змін до Податкового кодексу України).



Назва видання

Нафтогазова галузь України

Науково-виробничий журнал
Виходить один раз на два місяці

Співзасновники

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

Головний редактор
Коболєв А.В.

5/2014

(11) вересень-жовтень

Індекс 74332

Тираж 1000 примірників

Ціна згідно з Каталогом видань України 22,63 грн

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

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

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

Видавець

НАЦІОНАЛЬНА АКЦІОНЕРНА КОМПАНІЯ
НАФТОгаз
У К Р А Ї Н И



NATIONAL JOINT-STOCK COMPANY
NAFTOGaz
OF UKRAINE

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

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

ЕКОНОМІКА ТА МЕНЕДЖМЕНТ

ПЕРЕВОЗОВА І.В.

Застосування системи контролінгу з підсистемою економічної експертизи
в ПАТ «Національна акціонерна компанія «Нафтогаз України» 3

БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН

МИСЛЮК М.А., ДОЛИК Р.М.

Принципи вибору компоновок низу бурильної колони для буріння похилих ділянок
свердловин 7

ВИДОБУВАННЯ НАФТИ І ГАЗУ

ДРАЧУКО Г., ГРИШАНЕНКОВ П., ТИМАХ Р.В., ПАНАСЕНКО О.В., КАСЯНЧУК С.В., ВАСИЛИШИН Р.Я.

Вибір технологічних заходів для кріплення нестійких колекторів у свердловинах
родовищ нафти і газу 16

МЕЛЬНИК А.П., КРИВУЛЯ С.В., КРАМАРЕВ С.О., МАЛІК С.Г., МАРЦЕНЮК Т.І., ДІХТЕНКО К.М.

Дослідження інгібіторів гідратоутворення для заміни метанолу 20

НАГОРНИЙ В.П., ДЕНИСЮК І.І., ЛІХВАН В.М.

Перспективи застосування амплітудно-модульованих хвиль для підвищення дебіту
видобувних свердловин 22

КОЦАБА В.І., КУШНАРЬОВ С.І., РОСЛЯКОВ В.О., СЕМЕНЯКА О.Г.

Внутрішня труборізка – ефективний ріжучий інструмент для аварійно-відновлю-
вальних робіт у свердловині 27

ТРАНСПОРТУВАННЯ ТА ЗБЕРІГАННЯ НАФТИ І ГАЗУ

ПЕТРИНА Ю.Д., ШУЛЯР Б.Р., ПЕТРИНА Д.Ю.

Оцінка тріщиностійкості магістральних трубопроводів за ударною в'язкістю .. 30

ПЕРЕРОБКА НАФТИ І ГАЗУ

ПОП Г.С., БОДАЧІВСЬКИЙ Ю.С., ДОНЕЦЬ О.Є.

Оливорозчинні емульгатори-стабілізатори на базі вищих жирних кислот олій для
нафтогазової галузі 32

АВТОМАТИЗАЦІЯ ТА ІНФОРМАЦІЙНІ ТЕХНОЛОГІЇ

ЩУПАК І.В., ЧЕРНИШЕНКО О.М., АНДРІЙШИН Н.М., НЕГРЕБА Р.З.

Сучасні підходи до вимірювання об'єму та об'ємної витрати природного газу 39

ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ДОВКІЛЛЯ

САБАН В.З., СЕМЧУК Я.М., МАЄВСЬКИЙ Б.Й., МЕЛЬНИК О.Д.

Моделювання техногенної трансформації високомінералізованих вод під час
забруднення водоносних горизонтів 42

ПОЛУТРЕНКО М.С.

Екологічна безпека експлуатації магістральних газопроводів 45

ЗАРУБІЖНИЙ ДОСВІД

ОСІНЧУК З.П.

Деякі показники розвитку газової промисловості США 49

Інформація 15

ECONOMY AND MANAGEMENT

PEREVOZOVA I.V.

Application of the controlling system with economic expertise subsystem in National joint stock company «Naftogaz of Ukraine» 3

WELL DRILLING

MYSLYUK M.A., DOLYK R.M.

Principles of bottom-hole assemblies selection while drilling inclined wells 7

OIL AND GAS PRODUCTION

DRACHUK O.H., HRYSHANENKO V.P., TYMAKH R.V., PANASENKO O.V., KASIANCHUK S.V., VASYLYSHYN R.Ya.

Selection of technological measures for fixing unstable collectors in wells of oil and gas fields . 16

MELNYK A.P., KRYVULIA S.V., KRAMARIEV S.O., MALIK S.H., MARTZENIUK T.I., DIKHTENKO K.M.

Study of the hydrates inhibitors for substitution of the methanol 20

NAHORNYI V.P., DENYSIUK I.I., LIKHVAN V.M.

Prospects for application of amplitude-modulated waves for increase of wells output 22

KOTSABA V.I., KUSHNARIEV S.I., ROSLIAKOV V.O., SEMENIAKA O.H.

Internal pipe cutting – effective instrument for restore workovers in well 27

OIL AND GAS TRANSPORTATION AND STORAGE

PETRYNA Yu.D., SHULIAR B.R., PETRYNA D.Yu.

Estimation of pipeline crack resistance by impact strength 30

OIL AND GAS PROCESSING

POP H.S., BODACHIVSKIY Yu.S., DONETS O.Ye.

Oil-soluble emulsifiers and stabilizers on the base of oil higher fatty acids in the oil and gas industry 32

AUTOMATION AND INFORMATION TECHNOLOGIES

SHCHUPAK I.V., CHERNYSHENKO O.M., ANDRIISHYN N.M., NEHREBA R.Z.

Up-to-date approaches to natural gas volume and volumetric flow rate measuring 39

LABOR AND ENVIRONMENT PROTECTION

SABAN V.Z., SEMCHUK Ya.M., MAIEVSKIY B.Yo., MELNYK O.D.

Simulation of highly mineralized waters technological transformation during pollution of water horizons 42

POLUTRENKO M.S.

Main gas pipelines environmental safety operation 45

FOREIGN EXPERIENCE

OSINCHUK Z.P.

Some indices of the USA gas industry development 49

Information 15

Oil & gas industry of Ukraine

Редакційна колегія

Головний редактор

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

Заступники головного редактора

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

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

Члени редакційної колегії

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

Банахевич Юрій Володимирович – д-р техн. наук

Бойченко Сергій Валерійович – д-р техн. наук

Братичак Михайло Миколайович – д-р хім. наук

Бутинець Франц Францович – д-р екон. наук

Варламов Геннадій Борисович – д-р техн. наук

Васильюк Володимир Михайлович – канд. техн. наук

Венгерцев Юрій Олександрович – канд. техн. наук

Вижева 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

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

Грудз Володимир Ярославович – д-р техн. наук

Данилюк Микола Олексійович – д-р екон. наук

Довжок Тетяна Євгенівна – канд. геол. наук

Дорошенко Володимир Михайлович – д-р техн. наук

Драганчук Оксана Теодорівна – д-р техн. наук

Євдошук Микола Іванович – д-р геол. наук

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

Зарубін Юрій Олександрович – д-р техн. наук

Карпаш Олег Михайлович – д-р техн. наук

Карпенко Олексій Миколайович – д-р геол. наук

Кісіль Ігор Степанович – д-р техн. наук

Клюк Богдан Олексійович – канд. техн. наук

Коболєв Володимир Павлович – д-р геол. наук

Колбушкін Юрій Петрович – д-р екон. наук

Кондрат Роман Михайлович – д-р техн. наук

Красножон Михайло Дмитрович – д-р геол. наук

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

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

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

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

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

Нестеренко Олексій Григорович – канд. екон. наук

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

Осінчук Зіновій Петрович – канд. техн. наук

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

Петренко Віктор Павлович – д-р екон. наук

Петровський Олександр Павлович – д-р геол. наук

Прокопів Володимир Йосипович – канд. геол. наук

Світлицький Віктор Михайлович – д-р техн. наук

Середюк Марія Дмитрівна – д-р техн. наук

Середюк Орест Євгенович – д-р техн. наук

Старостенко Віталій Іванович – д-р фіз.-мат. наук, академік НАН України

Стогній Олексій Вадимович – канд. техн. наук

Сторчак Сергій Олександрович – д-р техн. наук

Тодічук Олександр Сергійович

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

Шевчук Анатолій Степанович – канд. техн. наук

Яремійчук Роман Семенович – докт. техн. наук

Над номером працювали

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

Сектор організації видання науково-виробничого журналу

Начальник сектору

Т.П. Умуценко

Редактор Н.Г. Ворона

Здано до складання 30.09.2014. Підписано до друку 20.11.2014
Формат 205×285. Папір крейдований. Офсетний друк

© І.В. Перевозова

канд. екон. наук

Інститут економіки та управління

в нафтогазовому секторі

ІФНТУНГ

Застосування системи контролінгу з підсистемою економічної експертизи в ПАТ «Національна акціонерна компанія «Нафтогаз України»

УДК (005.3+ 657.6.012.16):622.32

У статті визначено передумови застосування системи контролінгу на підприємствах нафтогазової галузі України загалом та в ПАТ «Національна акціонерна компанія «Нафтогаз України» зокрема. Актуалізовано наявність підсистеми економічної експертизи в системі контролінгу як перепони для спотворення інформації щодо діяльності нафтогазових підприємств. Розроблено схему запровадження вертикальної моделі контролінгу в Національній акціонерній компанії «Нафтогаз України».

Ключові слова: економічна експертиза, контролінг, нафтогазова галузь, підприємство.

В статье определены предпосылки применения системы контроллинга на предприятиях нефтегазовой отрасли Украины в целом и в ПАО «Национальная акционерная компания «Нефтегаз Украины» в частности. Актуализовано наличие подсистемы экономической экспертизы в системе контроллинга в качестве преграды для искажения информации о деятельности нефтегазовых предприятий. Разработана схема введения вертикальной модели контроллинга в Национальной акционерной компании «Нефтегаз Украины».

Ключевые слова: экономическая экспертиза, контроллинг, нефтегазовая отрасль, предприятие.

The article identifies a number of preconditions for system of controlling application in oil and gas industry in Ukraine in general and in NJSC «Naftogaz of Ukraine» in particular. It actualizes economic expertise subsystem availability in the system of controlling as a barrier to the distortion of information about oil and gas companies' activities. The article develops a scheme for the introduction of the vertical controlling model in NJSC «Naftogaz of Ukraine».

Key words: economic expertise, controlling, oil and gas industry, company.

Розвиток економічних процесів спонукає до постійного удосконалення системи управління підприємством, яка спрямована на координацію взаємодії всіх систем менеджменту і контролю, але водночас висуває вимоги до підвищення їх ефективності. Саме наслідком процесів розвитку стало створення соціального замовлення на гнучку та ефективну економіко-експертну систему у складі комплексної системи контролінгу підприємства, яка б могла забезпечувати ситуаційну адекватність прийняття управлінських рішень суб'єктами господарювання для забезпечення реальної економічної самостійності, конкурентоспроможності й стабільного становища на ринку [1, 2].

Водночас, окрім потреб успішної діяльності та забезпечення тривалого існування, підприємства паливно-енергетичного комплексу країни загалом та нафтогазової галузі зокрема зіткнулися з неготовністю адекватно реагувати на зміни політичних рішень щодо їх стану, а відповідно, процеси модернізації системи управління на таких підприємствах набувають дедалі більшої значущості. Агресивність зовнішнього середовища щодо інституційних перетворень в економіці України підвищує вимоги до системи управління підприємствами, обґрунтованості і швидкості прийняття управлінських рішень щодо діяльності, зокрема ПАТ «Національна акціонерна компанія «Нафтогаз України» та її окремих дочірніх підприємств.

«Процес переходу підприємства від одного стану до іншого передбачає, як мінімум, ідентифікацію релевантної інформації, її вимірювання, фіксацію, аналіз, оцінювання і формування (проекування) рекомендацій з належної імплементації

та використання, тобто всіх можливих підфункцій метафункції контролінгу» [3]. Саме контролінг як принципово нова концепція управління, що реалізує синтез елементів обліку, контролю, планування, забезпечує як оперативне, так і стратегічне управління процесом досягнення цілей і результатів діяльності підприємства, привертає до себе увагу науковців і практиків під час розгляду питання такої модернізації. Натомість застосування у контурах системи контролінгу економіко-експертної підсистеми розкриє та приведе в дію джерела й резерви інтенсифікації розвитку підприємства, допоможе уникнути/запобігти виникненню помилок.

Грунтовними дослідженнями проблем управління підприємствами нафтогазового комплексу та шляхів їх вирішення є праці таких вітчизняних вчених, як О. Амоша, Л. Гораль, І. Грищенко, М. Данилюк, О. Дзьоба, Д. Єгер, О. Ковалко, О. Лапко, Н. Мамонтова, І. Чукаєва, І. Фадєєва та ін.

Водночас питанням запровадження системи контролінгу як системи координації управлінської діяльності в процесі функціонування підприємств нафтогазової галузі не приділяли значної уваги. Наукову і практичну діяльність у цьому напрямку здійснюють С. Кісь, В. Петренко, Е. Швидкий. Водночас ці фахівці зосередили свою увагу на актуальних аспектах удосконалення рівня управління підприємствами нафтогазового комплексу України в контексті досягнення останніми економічної безпеки в умовах зростаючої конкуренції.

Застосування системи контролінгу на підприємствах нафтогазової галузі України загалом та в Національній акціо-





Рис. 2. Схема запровадження вертикальної моделі контролінгу в Національній акціонерній компанії «Нафтогаз України»

нерній компанії «Нафтогаз України» зокрема визначено рядом передумов, а саме:

- розмірами підприємств;
- диверсифікацією діяльності;
- інтенсивністю інформаційних потоків;
- наявністю інвестиційних програм;
- політикою ціноутворення (державним регулюванням ціни реалізації);
- особливостями кредитної політики підприємств, рівнем довірливих відносин із покупцями та замовниками;
- рівнем невизначеності під час здійснення діяльності;
- наявністю конфліктних ситуацій (у т.ч. і судових спорів) між окремими складовими елементами компанії та відсутністю узгодженості дій щодо їх вирішення.

Окрім того, підприємства, що входять до корпоративної структури ПАТ «Національна акціонерна компанія «Нафтогаз України», розосереджені по території країни з нерівномірним регіональним розташуванням, що ускладнює процес контролю за діяльністю кожного з них, а відповідно, і провадження системи тотального контролінгу. Суттєвим аспектом постає також фактична організаційна форма Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України», яка за своєю суттю є складною формою підприємницького утворення – вертикально-інтегрованим холдингом, який має головну компанію та розгалужену мережу дочірніх та контрольованих Компанією підприємств (рис. 1).

Уточнимо, що під холдингом розуміємо систему комерційних організацій, яка включає головну компанію, що володіє контрольним пакетом акцій інших підприємств з метою контролю і управління їх діяльністю, що є дочірніми по відношенню до головного.

Спонукальним моментом до такої інтеграції стала потреба у посиленні стійкості та конкурентоспроможності нафтогазових підприємств до мінливості зовнішнього середовища функціонування в контексті посилення енергетичної безпеки держави. Фактично, існування Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України» у вигляді холдингової системи на нафтогазовому ринку надало їй суттєві переваги порівняно з

іншими підприємствами галузі, зокрема:

- створення повного циклу операцій: пошук, розвідка, розробка родовищ нафти і газу, розвідувальне та експлуатаційне буріння (видобування), транспортування та зберігання нафти і газу, переробка вуглеводневої сировини, реалізація продуктів видобування та переробки, транзитне транспортування;
- використання диверсифікованості діяльності;
- єдина облікова та кредитно-фінансова політика;
- економія на збутових витратах (рекламних, маркетингових та ін.);
- ефективність використання фінансових та інвестиційних ресурсів у межах холдингової системи.

Водночас реалізація наведених переваг на пряму пов'язана з ефективністю системи управління підприємством. Забезпечення високого

рівня якості менеджменту потребує наявності щонайповнішої та достовірної інформації щодо процесів, явищ та показників діяльності підприємства, їх економічної оцінки, дослідження та обґрунтування відхилень із визначеним рівнем довіри до джерел такої інформації, який дає змогу сформувати систему контролінгу, побудовану на підприємстві на основі комплексного та системного підходу, з виокремленою цілеорієнтованою підсистемою економічної експертизи.

Формування системи контролінгу на підприємствах нафтогазової галузі України за наявності політичної зацікавленості до сьогодні було пов'язане з організаційно-методичними проблемами побудови єдиної інформаційної системи з дотриманням відповідності масштабу інформації. «Не заперечуючи важливості ... забезпечення зростання ефективності функціонування підприємств НГКУ ... в техніко-технологічному й організаційному плані, варто зазначити, що вони не можуть стати вирішальними в ситуації, коли на пріоритетні позиції в сучасній економіці виходять інтелектуально-інформаційні складові процесів управління, досягнення економічного успіху та економічної безпеки» [5, с. 220]. Водночас у процесі дослідження доведено, що саме наявність підсистеми економічної експертизи стає перепоною для спотворення інформації щодо діяльності нафтогазових підприємств, що актуалізує потребу у запровадженні на сучасному етапі такої системи. Оскільки Національна акціонерна компанія «Нафтогаз України» є найпотужнішою компанією галузі, то помилки в управлінні нею, передусім фінансові, мають відбиток на бюджеті країни загалом та кожної української родини зокрема.

Система контролінгу вертикально-інтегрованого нафтогазового підприємства являє собою складну конструкцію зі значною кількістю структурних елементів, у т.ч. підсистеми економічної експертизи. Вважаємо, що така підсистема має бути відокремленим структурним підрозділом служби контролінгу підприємства. На основі авторського підходу до системи контролінгу встановлено, що її створення в Національній акціонерній компанії «Нафтогаз України» можливе з урахуванням цілеорієнтації на кожному рівні управління з відповідним інструментарієм та децентралізації стосовно окремих

субхолдингів (ПАТ), дочірніх підприємств тощо. Питання децентралізації обумовлюється потребою у делегуванні повноважень від корпоративного центру до субхолдингів, дочірніх підприємств тощо.

Організаційно-методичні аспекти модернізації управління підприємствами нафтогазової галузі з використанням підсистеми економічної експертизи в системі контролінгу визначені концептуальним розумінням взаємозв'язку між трьома системами:

система управління підприємством → система контролінгу → система економічної експертизи (підсистема економічної експертизи в контурах системи контролінгу).

Натомість зазначимо, що узагальнений підхід до побудови системи контролінгу має полягати у взаємозв'язку та координації управлінських рішень, прийнятих на підставі інформаційних масивів, які спрямовані від кожного складового елемента цієї холдингової системи до корпоративного центру, та наявності систем контролінгу на окремих підприємствах із числа тих складових елементів, щодо яких така потреба обґрунтована (наприклад, ПАТ «Укрнафта», ПрАТ «Укргазвидобування» та ін.) (рис. 2). У такий спосіб буде забезпечено зворотній зв'язок у системі управління Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України».

Реалізація метафункцій контролінгу в Національній акціонерній компанії «Нафтогаз України» за такого підходу буде спрямована на «створення та підтримку системи показників, які необхідні менеджменту для цілей управління через план/факт-аналіз усередині цієї системи показників і зв'язків рівнів управління через альгедонічний зворотній зв'язок, що виражається в прив'язці мотиваційного механізму до системи показників, що дозволяє здійснювати самоконтролінг, що робить систему управління саморегулювальною та стійкою» [6, с. 245].

Деталізація завдань за наведеною схемою відбувається у міру просування згори-вниз: верхній рівень управління Національною акціонерною компанією «Нафтогаз України» загалом – реалізація функцій стратегічного контролінгу стосовно функціонування та розвитку всього концерну; далі на рівні окремих підприємств, що входять в структуру, – реалізація функцій функціонального контролінгу; безпосередньо в межах окремого підприємства як складового елемента Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України» – реалізація функцій оперативного контролінгу.

Така система в межах окремого підприємства набуде дещо іншого вигляду: на верхньому рівні управління підприємством реалізація функцій стратегічного контролінгу стосовно функціонування та розвитку цього підприємства; далі звуження функцій контролінгу до окремих видів діяльності, бізнес-процесів – реалізація функцій функціонального контролінгу; деталізація в рамках діяльності окремих структурних підрозділів підприємства – реалізація функцій оперативного контролінгу.

Зауважимо, що для оцінювання результативності управлінської діяльності виникає потреба в чіткості формування планових показників діяльності, що, як правило, на нафтогазових підприємствах є масивом різномірної, але взаємопов'язаної інформації (якісні, кількісні показники). Саме ці показники визначають відправні точки порівняння, оцінки, дослідження. Вони не можуть бути спрощеними, оскільки відображають техніко-технологічну і економічну сутність бізнес-процесів,

що реалізуються на підприємстві, і, як наслідок, досягнення стратегічних цілей його функціонування.

Зауважимо, що введення системи контролінгу з підсистемою економічної експертизи в Національній акціонерній компанії «Нафтогаз України», яка діє на засадах традиційного формування планів, здійснення обліку та контролю їх виконання та інформаційного забезпечення менеджменту, зіштовхнеться з опором такому нововведенню. Можна виділити такі групи факторів опору:

- недосконалість моделі системи контролінгу, що запроваджується;
- соціально-психологічні (груповий, індивідуальний опір тощо).

Висновки

Питання забезпечення інформаційної потреби вищого керівництва підприємства (та його власників) на пряму пов'язане із функціонуванням підсистеми економічної експертизи в контурах системи контролінгу. Формування збалансованої системи показників діяльності підприємства, що найчастіше подається вищому керівництву підприємства (та його власникам) для інформування про стан справ, несе не завжди адекватне відображення ситуації. Оскільки для такої складної системи, як Національна акціонерна компанія «Нафтогаз України», велика кількість інформації – це усвідомлена необхідність, то застосування на рівні стратегічного контролінгу як управлінської концепції збалансованої системи показників обумовлено потребою у прийнятті управлінських рішень стосовно сукупності всіх та/або частини структурних елементів цієї холдингової системи. А отже, дієвість підсистеми економічної експертизи, з використанням якої збалансована система показників може бути уточнена, перевірена на відповідність у будь-який момент за рішенням вищого керівництва підприємства, проявлятиметься не тільки на функціональному та оперативному, а й на стратегічному рівнях.

Список літератури

1. **Гораль Л.Т.** До розробки заходів підвищення конкурентоспроможності підприємства: метрологічний чинник/ Л.Т.Гораль, І.В. Перевозова // Метрологія та прилади: науково-виробничий журнал. – 2014. – № 1 (II), (45). – С. 56–59.
2. **Перевозова І.В.** Імплементация економіко-експертної системи в систему контролінгу підприємства / Ірина Володимирівна Перевозова // Актуальні проблеми розвитку економіки регіону. – 2014. – Вип. 10. – Т. 1. – С. 103–107.
3. **Швидкий Е.** Контролінг як технологія інтелектуалізації управління бізнес-процесами на підприємствах / Едуард Швидкий // Галицький економічний вісник. – 2012. – № 1 (34). – С. 115–119.
4. **Бухгалтерський облік** на підприємствах нафтогазової промисловості: навчальний посібник / За ред. В.К. Орлової, С.М. Кафки. – Івано-Франківськ: Нова зоря, 2013. – 784 с.
5. **Петренко В.П.** Управління діяльністю підприємств нафтогазового комплексу на засадах інтелектуалізації та інтелектокористування: монографія / В.П. Петренко, С.Я. Кісь, Е.А. Швидкий / За заг. ред. проф. В.П. Петренка. – Івано-Франківськ, 2013. – 278 с.
6. **Антонов І.В.** Сбалансованная система показателей в контроллинге (на примере нефтегазового холдинга) // Аудит и финансовый анализ. – 2006. – № 1. – С. 244–271.

© М.А. Мислюк

д-р техн. наук

Р.М. Долик

ІФНТУНГ

М. А. Myslyuk

Doctor of Technical
Sciences

Р. М. Dolyk

Ivano-Frankivsk National
Technical University of
Oil and Gas

Принципи вибору компоновок низу бурильної колони для буріння похилих ділянок свердловин Principles of Bottom-Hole Assemblies Choice While Drilling Inclined Well Sections

УДК 622.24.001.57

Розглянуто модель вибору багатоопорних компоновок низу бурильної колони (КНБК) для буріння похилих ділянок свердловин, наведено принципи побудови оцінок ризику в умовах інформаційної невизначеності. З урахуванням результатів аналізу промислових даних обґрунтовано оптимальні КНБК для буріння похилих ділянок свердловин на Яблунівському газоконденсатному родовищі. Дано порівняння статичних і динамічних характеристик запропонованих і використовуваних КНБК.

Ключові слова: багатоопорна компоновка низу бурильної колони, динамічні характеристики, інформаційна невизначеність, критерій вибору, похила свердловина, система обмежень, статичні характеристики.

Рассмотрена модель выбора многоопорных компоновок низа бурильной колонны (КНБК) для бурения наклонных участков скважин, приведены принципы построения оценок ее риска в условиях информационной неопределенности. С использованием результатов анализа промысловых данных обоснованы оптимальные КНБК для бурения наклонных участков скважин на Яблуневском газоконденсатном месторождении. Дано сравнение статических и динамических характеристик предложенных и применяемых КНБК.

Ключевые слова: динамические характеристики, информационная неопределенность, критерий выбора, многоопорная компоновка низа бурильной колонны, наклонная скважина, система ограничений, статические характеристики.

A choice model for multi-supported bottom-hole assemblies (BHA) for drilling inclined well sections was considered, the principles of risk assessment building in the conditions of information uncertainty were described. The optimal BHAs for drilling inclined well sections on the Yablunivske gas condensate field were grounded by using the results of the field data analysis. The comparison of the static and dynamic characteristics of the developed and used BHAs was given.

Key words: choice criterion, directional well, dynamic characteristics, information uncertainty, multi-supported BHA, static characteristics, system limits.

Ефективність сучасних технологій буріння нафтових і газових свердловин значною мірою залежить від типу і параметрів компоновок низу бурильної колони (КНБК), що впливає на якість стовбура свердловини та техніко-економічні показники роботи доліт, визначає актуальність задачі вибору КНБК і всебічну увагу до неї дослідників [1–6].

На сьогодні використовують різні підходи до вибору КНБК [1–6], які визначаються особливостями прийнятої моделі, призначенням і траєкторією свердловини, гірничогеологічними умовами буріння та іншими факторами. Вибір КНБК зводиться до обґрунтування її типу, діаметра і довжин секцій обважнених бурильних труб (ОБТ), кількості опорно-центрвальних елементів (ОЦЕ), їх діаметрів і місця розташування тощо. Пошук ефективних КНБК потребує аналізу статичних і (або) динамічних розв'язків систем диференціальних рівнянь рівноваги пружної осі низу бурильної колони для плоскої або просторової розрахункових схем.

В інженерній практиці для буріння ділянок стабілізації кривизни похило-скерованих свердловин переважно засто-

The effectiveness of modern technologies for drilling oil and gas wells is largely dependent on the type and characteristics of the bottom-hole assemblies (BHA), that affects the wellbore quality and technical-and-economic performance of bits, determines the relevance of the problem of choosing the BHA and comprehensive attention of researchers to it [1–6].

Currently, different approaches to the BHA choosing are used [1–6]; they are determined by the peculiarities of the adopted model, well purpose and trajectory, geological drilling conditions and other factors. The BHA choosing is reduced to grounding of its type, diameter and length of drill collars (DC) sections, number of supporting and centering elements (SCE), their diameters, locations, etc. The search for effective BHA requires the analysis of static and (or) dynamic solutions of the differential equation system of the elastic axis balance of the bottom-hole assembly for two-dimensional or three-dimensional design models.

The BHAs with a few (1–3) SCE are mainly used in engineering practices to drill the sections for curvature stabilization of the directional wells [1–4, 6, 7]. The SCE location is proven for static

Таблиця 1/ Table 1

Оцінки статистичних параметрів КНБК
для буріння нахилених ділянок свердловин/
Assessment of the BHA Statistical Parameters for Drilling the
Inclined Well Sections

Статистичні параметри/ Statistical parameters	Діаметр долота, мм / Bit diameter, mm	
	295.3	215.9
$\bar{\alpha}$, deg	10.338	15.542
S_{α}^2 , (deg) ²	0.443	0.667
$d\gamma/ds$, deg/10m	1.234	1.143
S_{γ}^2 , (deg/10m) ²	0.289	0.531
$\bar{R}_0$, kN	0.670	-0.369
$S_{R_0}^2$, kN ²	0.001	0.005
$\bar{R}_{1\gamma}$, kN	2.314	4.531
$S_{R_{1\gamma}}^2$, kN ²	0.093	0.203
$\bar{R}_{\gamma}$, kN	8.829	7.109
$S_{R_{\gamma}}^2$, kN ²	0.249	0.254
$r_{\alpha\gamma}/T$	0.117 / 0.530	0.442 / 2.693
$r_{\alpha R_0}/T$	0.997 / 96.292	-0.684 / -6.290
$r_{\alpha R_{1\gamma}}/T$	-0.973 / -83.076	0.690 / 6.458
$r_{\alpha R_{\gamma}}/T$	-0.970 / -72.198	0.691 / 6.472
$r_{\gamma R_0}/T$	0.035 / 0.155	-0.761 / -8.877
$r_{\gamma R_{1\gamma}}/T$	-0.049 / -0.221	0.742 / 8.106
$r_{\gamma R_{\gamma}}/T$	-0.050 / -0.225	0.738 / 7.956
$r_{R_0 R_{1\gamma}}/T$	-0.997 / -789.316	-0.993 / -344.140
$r_{R_0 R_{\gamma}}/T$	-0.995 / -413.006	-0.991 / -278.952
$r_{R_{1\gamma} R_{\gamma}}/T$	0.997 / 672.746	0.999 / 7694.352

совують КНБК із незначною кількістю (1–3) ОЦЕ [1–4, 6, 7]. Розташування ОЦЕ обґрунтовують для статичних моделей за критеріями поперечної сили на долоті, кута нахилу осі долота до осі свердловини, кута миттєвого переміщення долота та ін. Очевидно, що поліфункціональність вимог до КНБК потребує їх повнішого оцінювання.

У цьому плані заслуговує на увагу оцінка стійкості КНБК, заснована на вивченні впливу різних факторів (геометричних параметрів кривизни свердловини, діаметрів свердловини і ОЦЕ тощо) на величину поперечної сили на долоті [3]. Запропоновано показники надійності стабілізації зенітного кута викривлення свердловини і стійкості КНБК, з допомогою яких враховуються реальні умови розрахункової моделі [3, 6].

У [4, 5] наведено методику вибору КНБК, яка ґрунтується на аналізі її статичних і динамічних характеристик. Методика допускає вибір багатопорних КНБК, враховує вплив залежних від гірничогеологічних і технічних умов буріння поліфункціональних вимог [8, 9], що особливо актуально під час реалізації проектів спорудження похило-скерованих свердловин. Нижче розглянуто особливості її застосування для буріння похилих ділянок свердловин.

Модель вибору КНБК

Різноманітність конкурентних варіантів КНБК для буріння відповідних інтервалів похило-скерованої свердловини у заданих умовах зумовлена геометричними параметрами траєкторії, діаметрами і довжинами секцій ОБТ, кількістю і місцем розташування ОЦЕ тощо. Тому вибір КНБК має відповідати критеріям оптимальності та системі обмежень, що відображають вимоги до умов спорудження свердловини.

Таблиця 2/ Table 2

Вхідні дані для вибору КНБК/ Input Data for BHA Choice

Величина/ Value	Діаметр долота, мм/ Bit diameter, mm			
	295.3			215.9
Зенітний кут angle α , град/ Zenith angle α , deg	10	15	20	14
Діаметр ОБТ (зовнішній / внутрішній), мм/ DC diameter (outer/inner), mm	203 / 80			165/57.2
Довжина ОБТ, м/ DC length, m	120			180
Осьове навантаження G , кН/ Axial load G , kN	200	200	190	180
Частота обертання ω об/хв/ Rotation speed per minute ω , rev/min	70	90	80	70
Густина бурового розчину, кг/м ³ Drilling mud density, kg/m ³	1140			1310
Обмеження/ Restrictions:				
$[\alpha]$, град/ $[\alpha]$, deg	12	17	22	–
$[d\gamma/ds]$, град /10м/ $[d\gamma/ds]$, deg/10m	–			0.6
$[R_0]$, кН/ $[R_0]$, kN	0.74			0.29
Інформація для моделювання неточних величин/ Information for inaccurate values modeling:				
σ_{α} , град/ σ_{α} , deg	1			1
$G_{min} - G_{max}$, kN	190 – 210	190 – 210	180 – 200	170 – 190
$\omega_{min} - \omega_{max}$, min ⁻¹	60 – 80	80 – 100	70 – 90	60 – 80

models according to the criteria of the lateral force on the bit, bit axis inclination angle to the borehole axis, angle of the instantaneous bit movement etc. It is obvious that the multi-functionality of the requirements for the BHA requires their full evaluation.

In this respect, the BHA stability assessment, which is based on the study of influence of various factors (geometric parameters of well curvature, well diameter, SCE, etc.) on the magnitude of the lateral force on the bit is worth mentioning [3]. Reliability indices for zenith angle stabilization of the well curvature and BHA stability were suggested in order to take into consideration the real conditions of the design model [3, 6].

The technique for BHA choice, which is based on the analysis of its static and dynamic characteristics, is provided in [4, 5]. The technique allows the choice of multi-supported BHAs, considers the effect of the multi-functional technical requirements [8, 9] that are dependent on mining, geological and technical drilling conditions, that are especially important for the implementation of projects for directional wells construction. The peculiarities of its application for directional wells drilling are described below.

BHA Choice Model

A variety of the BHA competitive variants for drilling the appropriate intervals of the directional wells under the specified conditions is due to the geometric parameters of the trajectory, diameters and lengths of the DC sections, number and location of the SCE, etc. Therefore, the choice of the BHA must meet the criteria of optimality and system limits that reflect the requirements for the well construction conditions.

To choose the BHA a decision-making model in the form of the optimization problem is used [8–10]

$$\begin{cases} K_l(x^v, a^v) \rightarrow \min, v \in \Theta, l \in L, x^v \in D^v; \\ \varphi(x^v) \leq 0, \end{cases} \quad (1)$$

where $K_l(x^v, a^v)$ is a local optimality criterion from the certain L

Для вибору КНБК використаємо модель прийняття рішень у вигляді задачі оптимізації [8–10]

$$\begin{cases} K_l(x^v, a^v) \rightarrow \min, v \in \mathcal{V}, l \in L, x^v \in D^v; \\ \varphi(x^v) \leq 0, \end{cases} \quad (1)$$

де $K_l(x^v, a^v)$ – локальний критерій оптимальності із деякого класу L критеріїв; $x^v = (x_1^v, x_2^v, \dots, x_n^v)^T$ – вектор змінних у класі альтернатив $\mathcal{V}$ із областю визначення D^v ; $a^v = (a_1^v, a_2^v, \dots, a_m^v)^T$ – вектор параметрів; $\varphi(x^v)$ – система обмежень.

Особливість моделі (1) полягає у попередньому виборі з деякого класу L локального критерію K_l , який для заданих умов найкращою мірою відповідає глобальному критерію оптимальності та здійснюється за допомогою методів експертного оцінювання. Такі задачі виникають у випадку відсутності адекватних математичних моделей для глобального критерію або складної ієрархічної структури останнього і часто зустрічаються у практиці спорудження нафтових і газових свердловин.

Клас L включає критерії оптимальності, які відображають статичні і динамічні характеристики КНБК або їх вплив на геометричні параметри стовбура свердловини. Модель (1) допускає також багатокритеріальну оптимізацію. Функціональна залежність $K_l(x^v, a^v)$ визначає вплив керованих параметрів альтернатив на критерій оптимальності та будується для плоскої або просторової розрахункової схем.

Система $\varphi(x^v)$ у (1) визначає переважно обмеження на геометричні параметри і жорсткість елементів КНБК, параметри режиму буріння тощо. В окремих випадках критерії оптимальності (за винятком найбільш значущого) можуть бути подані у системі обмежень, що спрощує задачу багатокритеріальної оптимізації та зводить її до однокритеріальної. Клас $\mathcal{V}$ альтернатив визначається типом КНБК (конструктивними особливостями і розмірами ОБТ, кількістю ОЦЕ тощо).

Формалізація задачі прийняття рішень із гнучким вибором критерію оптимальності у вигляді (1) є найбільш логічною з позицій особи, яка приймає рішення, допускає вибір оптимального рішення у випадку його існування, потребує використання інтерактивних систем підтримки прийняття рішень або експертних систем [10].

Оцінка ризиків

З причин неточної вихідної інформації про ви-

class criteria; $x^v = (x_1^v, x_2^v, \dots, x_n^v)^T$ – vector of variables in the class of alternatives $\mathcal{V}$ with the definition domain D^v ; $a^v = (a_1^v, a_2^v, \dots, a_m^v)^T$ – vector of parameters; $\varphi(x^v)$ – system limits.

The model (1) peculiarities consists in the pre-selection of local criteria K_l from the certain class of L local criterion, that, at the given conditions, most of all corresponds to the global optimality criterion and is carried out by means of expert evaluation methods. Such problems arise in case of absence of the adequate mathematical models for the global criterion or complex hierarchical structure of the latter and are often found in the practice of oil and gas wells construction.

The L class includes optimality criteria that reflect static and dynamic characteristics of the BHA or their influence on the geometric parameters of the borehole. Model (1) allows multicriteria optimization. Functional dependence $K_l(x^v, a^v)$ determines the effect of the controlled alternative parameters on the optimality criterion and is formed for two-dimensional or three-dimensional design model.

The $\varphi(x^v)$ system (1) mainly defines the restrictions on geometrical parameters and roughness of the BHA elements, drilling parameters etc. In certain cases, the optimality criteria (except for the most relevant) can be represented in the system limits that simplifies the task of multi-criteria optimization and reduces it to one-criterion optimization. Class $\mathcal{V}$ of alternatives is determined by the BHA type (design features and dimensions of DC, the number of SCE, etc.).

The formalization of the decision-making problem with a flexible choice of the optimality criterion in the form of (1) is the most

logical from the standpoint of the decision-maker, it also allows the choice of the optimal solution in the case of its existence, requires the usage of interactive decision support systems or expert systems [10].

Risk Assessment

Due to inaccurate source information, the usage of model (1) for decision making is associated with certain risks that can be connected with non-compliance of the optimality principle and failure of the system limits. Risk assessment of problem solving (1) is constructed by means of statistical modeling and obtained data analysis [9].

Let's assume that model parameters (1) are accurately known and inaccurately known statistically independent and statistically dependent values. Inaccurately known statistically independent values are modeled with the help of the density of probability distribution law and its parameters. In practice, uniform

Таблиця 3/ Table 3

Результати вибору КНБК для буріння ділянок свердловин із зенітним кутом 10° долотом 295,3 мм/
Results of the BHA Choice for Drilling the Well Sections with the Zenith Angle of 10° with 295.3 mm Bit

Параметр/ Parameter	Числові значення для варіантів КНБК/ Numeric values for the BHA variants				
	1	2	3	4	5
Вхідні дані/ Input data					
Діаметр ОЦЕ (мм) / відстань від долота до ОЦЕ (м): / Diameter of the SCE (mm) / distance from the bit to SCE (m):					
перший/ first	295.3 / 3.5	–	295.3 / 3.5	295.3 / 3.5	295.3 / 3.5
другий/ second	295.3 / 6	295.3 / 6	–	295.3 / 6	295.3 / 6
третій/ third	295.3 / 10	295.3 / 10	295.3 / 10	–	295.3 / 10
четвертий/ fourth	295.3 / 14	295.3 / 14	295.3 / 14	295.3 / 14	–
Розрахункові характеристики/ Design characteristics					
Поперечна сила на долоті, кН/ Lateral force on the bit, kN	0.61	0.50	-0.33	-0.09	-0.13
Реакція на ОЦЕ, кН/ Reaction on SCE, kN:					
перший/ first	-0.40	–	3.75	5.99	6.34
другий/second	4.95	4.60	–	-7.31	-13.80
третій/third	-11.02	-10.91	-8.60	–	15.93
четвертий/fourth	15.45	15.43	14.77	10.82	–
Відстань від долота до точки дотику ОБТ зі стінкою свердловини, м/ Distance from the bit to the contact point of the SCE with the wellbore wall, m	30.6	30.6	30.6	30.0	26.6
Відношення амплітуд поперечних коливань a_{OBT} / a_{Π} / Relation of the lateral vibration amplitude a_{DC} / a_B	≤1	≤1	≤1	≤1	≤1

користання моделі (1) прийняття рішення зумовлене певними ризиками, які можуть бути пов'язані з невідповідністю принципу оптимальності і невиконанням системи обмежень. Оцінка ризиків розв'язку задачі (1) будується за допомогою методів статистичного моделювання та аналізу одержаних результатів [9].

Нехай параметри моделі (1) подані точно відомими, а також неточно відомими статистично незалежними і статистично залежними величинами. Неточно відомі статистично незалежні величини моделюються законом щільності розподілу ймовірностей та його параметрами. На практиці найчастіше використовують рівномірний і нормальний закони розподілу ймовірностей, які характеризуються найбільшою ентропією серед усіх інших законів, якщо оцінка неточно відомої величини задається відповідно двома граничними значеннями або середнім значенням і його похибкою. Статистично залежні величини моделюються багатовимірним нормальним розподілом ймовірностей із вектором середніх значень і матрицею коваріацій.

Статистичне моделювання задачі прийняття рішення (1) зводиться до моделювання неточно відомих параметрів, побудови вибірок для критерію оптимальності та деяких обмежень $\varphi(x')$, залежних від неточно відомих параметрів. На основі цих вибірок будують оцінки ризиків розв'язку задачі (1). Така процедура може бути реалізованою як додатковий модуль системи підтримки прийняття рішень або експертної системи і допускає уточнення моделі (1), яке полягає у пошуку стійких до впливу випадкових факторів розв'язків [9].

Аналіз КНБК для похилих ділянок свердловин

Реалізація моделі (1) прийняття рішення потребує інформації про вплив режимно-технологічних параметрів на викривлення стовбура свердловини у відповідних умовах буріння. За промисловими даними і результатами оцінок характеристик КНБК можна побудувати їх статистичні моделі, які дають можливість обґрунтувати систему $\varphi(x')$ деяких обмежень у (1).

У [7] за допомогою плоскої розрахункової схеми проаналізовано статичні і динамічні характеристики неорієнтованих КНБК за промисловими даними буріння свердловин на Яблунівському ГКР 2006–2012 рр. У табл. 1 наведено детальнішу інформацію про емпіричні оцінки основних статистичних параметрів (математичне сподівання $\bar{x}$, дисперсії S_x^2 , коефіцієнти кореляцій r_{xy}) КНБК для зенітного кута α та інтенсивності dy/ds викривлення стовбура свердловини, поперечної сили R_0 на долоті, реакцій $R_i=1, 2, \dots$ на ОЦЕ під час буріння похилих

Таблиця 4/ Table 4

Результати вибору КНБК для буріння ділянок свердловин із зенітним кутом 15° долотом 295,3 мм / Results of the BHA Choice for Drilling the Well Sections with the Zenith Angle of 15° with 295.3 mm Bit

Параметр/Parameter	Числові значення для варіантів КНБК/ Numeric values for BHA variants						
	1	2	3	4	5	6	7
Вхідні дані/ Input data							
Діаметр ОЦЕ (мм) / відстань від долота до ОЦЕ (м):/ Diameter of SCE (mm) / distance from the bit to SCE (m):							
перший/ first	295.3 / 1.2	–	295.3 / 1.2	295.3 / 1.2	295.3 / 1.2	295.3 / 1.2	295.3 / 1.2
другий/ second	295.3 / 2.8	295.3 / 2.8	–	295.3 / 2.8	295.3 / 2.8	295.3 / 2.8	295.3 / 2.8
третій/ third	295.3 / 4.5	295.3 / 4.5	295.3 / 4.5	–	295.3 / 4.5	295.3 / 4.5	295.3 / 4.5
четвертий/ fourth	295.3 / 8	295.3 / 8	295.3 / 8	295.3 / 8	–	295.3 / 8	295.3 / 8
п'ятий/ fifth	295.3 / 12	295.3 / 12	295.3 / 12	295.3 / 12	295.3 / 12	–	295.3 / 12
шостий/ sixth	295.3 / 16	295.3 / 16	295.3 / 16	295.3 / 16	295.3 / 16	295.3 / 16	–
Розрахункові характеристики/ Design characteristics							
Поперечна сила на долоті, кН/ Lateral force on the bit, kN	0.24	0.48	-0.25	0.16	-0.14	-0.05	-0.07
Реакції на ОЦЕ, кН: / Reaction on SCE, kN:							
перший/ first	0.46	–	1.82	0.81	2.14	1.74	1.82
другий/ second	1.50	1.89	–	0.85	-4.17	-2.82	-3.08
третій/ third	-0.56	-0.68	0.24	–	7.34	7.62	8.12
четвертий/ fourth	6.02	6.03	5.87	5.85	–	-6.16	-13.82
п'ятий/ fifth	-12.61	-12.61	-12.57	-12.56	-9.12	–	19.55
шостий/ sixth	19.33	19.33	19.32	19.32	18.37	13.83	–
Відстань від долота до точки дотику ОБТ зі стінкою свердловини, м/ Distance from the bit to the contact point of the SCE with the wellbore wall, m	31.1	31.1	31.1	31.1	31	30.5	27.1
Відношення амплітуд поперечних коливань a_{OBT} / a_n / Relation of the lateral vibration amplitude a_{DC} / a_B	≤ 1	≤ 1	≤ 1	≤ 1	≤ 1	≤ 1	≤ 1

and normal probability distribution law is most commonly used; it is characterized by the highest entropy among all other laws, if the estimation of an inaccurately known value is set by two limit values or an average value and its measure of inaccuracy. Statistically dependent values are modeled by the multivariate normal probability distribution with mean vector and covariance matrix.

Statistical modeling of the decision-making problem (1) is reduced to modeling of inaccurately known parameters, sample design for the optimality criterion and some restrictions $\varphi(x')$ that depend on the inaccurately known parameters. On the basis of these samples the risk assessment for problem solving (1) is constructed. This procedure can be implemented as an additional module of decision support system or expert system and allows the model refinement (1) that is contained in the search of decisions which are random factors resistant [9].

BHA Analysis for Drilling Directional Wells

Implementation of the decision-making model (1) requires the information about the impact of the technological parameters on a borehole deviation in the appropriate drilling conditions. According to field data and evaluations results of the BHA features their statistical models can be build, which make it possible to prove a system of certain constraints in (1).

The static and dynamic characteristics of the non-steerable BHA were analyzed in [7] with the help of the two-dimensional design model in accordance with the field drilling data in Yablunivske

Таблиця 5/ Table 5

Результати вибору КНБК для буріння ділянок свердловин із zenітним кутом 20° долотом 295,3 мм/
Results of the BHA Choice for Drilling the Well Sections with the Zenith Angle of 20° with 295.3 mm Bit

Параметр/Parameter	Числові значення для варіантів КНБК/ Numeric values for BHA variants						
	1	2	3	4	5	6	7
Вхідні дані/ Input data							
Діаметр ОЦЕ (мм) / відстань від долота до ОЦЕ (м): / Diameter of SCE (mm) / distance from the bit to SCE (m):							
перший/ first	295.3 / 1.3	–	295.3 / 1.3	295.3 / 1.3	295.3 / 1.3	295.3 / 1.3	295.3 / 1.3
другий/ second	295.3 / 2.5	295.3 / 2.5	–	295.3 / 2.5	295.3 / 2.5	295.3 / 2.5	295.3 / 2.5
третій/ third	295.3 / 5.5	295.3 / 5.5	295.3 / 5.5	–	295.3 / 5.5	295.3 / 5.5	295.3 / 5.5
четвертий/ fourth	295.3 / 8.5	295.3 / 8.5	295.3 / 8.5	295.3 / 8.5	–	295.3 / 8.5	295.3 / 8.5
п'ятий/ fifth	295.3 / 11	295.3 / 11	295.3 / 11	295.3 / 11	295.3 / 11	–	295.3 / 11
шостий/ sixth	295.3 / 14	295.3 / 14	295.3 / 14	295.3 / 14	295.3 / 14	295.3 / 14	–
Розрахункові характеристики/ Design characteristics							
Поперечна сила на долоті, кН/ Lateral force on the bit, kN	0.41	0.49	-0.42	0.46	0.10	0.13	0.15
Реакції на ОЦЕ, кН:/ Reaction on SCE, kN:							
перший/ first	0.12	–	2.70	-0.16	2.22	2.01	1.84
другий/ second	2.15	2.28	–	2.56	-1.75	-1.36	-1.04
третій/ third	0.26	0.23	0.91	–	6.50	8.60	7.85
четвертий/ fourth	9.06	9.06	8.82	9.30	–	-11.86	-24.68
п'ятий/ fifth	-22.85	-22.85	-22.78	22.95	-16.17	–	31.37
шостий/ sixth	28.12	28.12	28.11	28.14	26.46	19.58	–
Відстань від долота до точки дотику ОБТ зі стінкою свердловини, м/ Distance from the bit to the contact point of the SCE with the wellbore wall, m	28.3	28.3	28.3	28.3	28.2	27.8	25.4
Відношення амплітуд поперечних коливань $a_{\text{ОБТ}} / a_{\text{д}} / \text{Relation of the lateral vibration amplitude } a_{\text{ДС}} / a_{\text{в}}$	≤ 1	≤ 1	≤ 1	≤ 1	≤ 1	≤ 1	≤ 1

ділянок 295,3- та 215,9-мм долотами.

Із табл. 1 із довірчою ймовірністю $\varepsilon=0,05$ впливає значущий кореляційний зв'язок між геометричними параметрами викривлення стовбура свердловини та статичними характеристиками КНБК для 215,9-мм доліт ($|\Gamma| \geq u_{\varepsilon/2} = 1,96$), де T – критерій для перевірки статистичної гіпотези $H_0: \rho = 0$; ρ – істинне значення коефіцієнта кореляції; $u_{\varepsilon/2}$ – квантиль u -розподілу. Для 295,3-мм доліт значущий кореляційний зв'язок спостерігається тільки для залежностей між zenітним кутом викривлення і статичними характеристиками. Враховуючи зазначене, умова стабілізації викривлення похилої ділянки стовбура свердловини формально може бути подана у вигляді

$$(R_i(x''))^2 - ([R_i])^2 \leq 0, i = 0, 1, \dots, \quad (2)$$

де $[R_i]$ – обмеження на поперечні сили на долоті та ОЦЕ.

Ці обмеження будують із використанням статистичних параметрів КНБК у вигляді оцінок математичного сподівання за умови допустимого значення zenітного кута $[\alpha]$ або інтенсивності $[d\gamma/ds]$ викривлення стовбура свердловини [11]. Наприклад, для інтенсивності викривлення оцінка математичного сподівання

$$[\bar{R}_i] = \bar{R}_i + \frac{S_{R_i}}{S_{\gamma}} r_{R_i\gamma} ([d\gamma/ds] - (\overline{d\gamma/ds})) \quad (3)$$

та його дисперсії

GCF for the period of 2006 – 2012. Table 1 shows the detailed information about the empirical estimation of the basic statistical parameters (expectation $\bar{x}$, dispersion S_x^2 , correlation rates r_{xy}) of the BHA for the zenith angle α and wellbore inclination intensity $d\gamma/ds$, lateral force R_0 on a bit, reactions $R_i=1, 2, \dots$ for SCE while drilling directional wells with 295.3 mm and 215.9 mm bits.

The considerable correlational relationship between the geometric parameters of the wellbore zenith and static characteristics of the BHA for the 215.9 mm bits ($|\Gamma| \geq u_{\varepsilon/2} = 1,96$) follow from Table 1 with the confidence level $\varepsilon=0,05$, where T – criterion for the statistical hypothesis verification $H_0: \rho = 0$; ρ – actual value correlation factor; $u_{\varepsilon/2}$ – quantile of the u distribution. For the 295.5 mm bits the considerable correlational relationship can be observed only for the dependencies between the deviation zenith angle and static characteristics. Taking into account the abovementioned, the conditions for stabilizing the deviation of the inclined wellbore section can be formally represented as

$$(R_i(x''))^2 - ([R_i])^2 \leq 0, i = 0, 1, \dots, \quad (2)$$

where $[R_i]$ – limitations for the lateral forces on the bit and SCE.

These limitations are made with the help of the BHA static parameters in the form of estimation of expectation at the accepted value of the zenith angle $[\alpha]$ or wellbore inclination intensity $[d\gamma/ds]$ [11]. For example, the estimation of expectation for the inclination intensity is as follows

$$[\bar{R}_i] = \bar{R}_i + \frac{S_{R_i}}{S_{\gamma}} r_{R_i\gamma} ([d\gamma/ds] - (\overline{d\gamma/ds})) \quad (3)$$

and its dispersion

$$S_i^2 = S_{R_i}^2 (1 - r_{R_i\gamma}^2). \quad (4)$$

Then the limitations $[R_i]$ for the given $[\alpha]$ or $[d\gamma/ds]$ and confidence level ε are estimated as one-sided class limits $[[R_i], +\infty[$ at $R_i > 0$ or $]-\infty, [R_i]$ at $R_i < 0$, inside of which there is a random value R_i with the confidence level of 1- ε .

Choice of the BHA for Directional Wells Drilling

We consider the choice of the BHA for drilling the inclined well intervals on the Yablunivske GCF within the Model (1). For the two-dimensional design scheme we use the criterion of dynamic stability, which reflects the nature of attenuation of the amplitude distribution curve of the BHA transverse vibrations that are perturbed by the bit operation on the bottomhole [4, 5].

$$S_i^2 = S_{R_i}^2 (1 - r_{R_i}^2). \quad (4)$$

Тоді обмеження $[R_i]$ для заданих $[\alpha]$ чи $[dy/ds]$ і довірчої ймовірності ε оцінюють як односторонні границі інтервалів $[[R_i], +\infty[$ при $\bar{R}_i > 0$ або $]-\infty, [R_i]]$ при $\bar{R}_i < 0$, усередині яких із ймовірністю надійності $1-\varepsilon$ знаходиться випадкова величина R_i .

Вибір КНБК для похилих ділянок свердловин

У рамках моделі (1) розглянемо вибір КНБК для буріння похилих ділянок свердловин на Яблунівському ГКР. Для плоскої розрахункової схеми скористаємося критерієм динамічної стійкості, який відображає характер затухання кривої розподілу амплітуд поперечних коливань низу бурильної колони, що збурюються роботою долота на вибої [4, 5].

КНБК вважається динамічно стійкою, якщо вона забезпечує затухання амплітуд поперечних коливань, тобто $a_{\text{ОБТ}}/a_d \leq 1$ (причому $a_{\text{ОБТ}}/a_d = 1$ тільки на долоті), де a_d – амплітуда поперечних зміщень на долоті, $a_{\text{ОБТ}}$ – амплітуда поперечних зміщень низу бурильної колони. В іншому разі КНБК вважається динамічно нестійкою. Оскільки для розбурювання похилих ділянок свердловин можливе використання трьохшарашкових доліт і доліт PDC із різними частотами збурювальних сил, то КНБК мають відповідати умовам динамічної стійкості для цих доліт.

Системою обмежень $\varphi(x'')$ передбачено використання повнорозмірних ОЦЕ, що розташовані між собою на відстані, більшій за їх довжину. В умовах стабілізації кривизни (2) прийнято обмеження, побудоване на основі (3) і (4) для долота. Для моделювання впливу локальних каверн стовбура на ефективність КНБК у задачі (1) додатково прийнято умови забезпечення динамічної стійкості низу (критерію оптимальності) і стабілізації кривизни (2) за відсутності контакту одного (причому довільного) із ОЦЕ зі стінкою свердловини [8, 11]. До важливих вимог потрібно віднести також досягнення низьких ризиків розв'язку задачі (1) в умовах інформаційної невизначеності.

Очевидно, що забезпечення сформульованих вимог може бути досягнуто за рахунок вибору багатоопорних КНБК. У задачі (1) клас 9 альтернатив сформовано із КНБК, що включають 4 і більше ОЦЕ.

У табл. 2 наведено деякі вхідні дані для вибору КНБК, які прийнято на основі типових конструкцій і профілів свердловин, а також результатів аналізу промислових даних [7, 11]. Обмежен-

The BHA is supposed to be dynamically stable if it provides attenuation of the transverse vibrations amplitude, i. e. $a_{DC}/a_B \leq 1$ (with $a_{DC}/a_B = 1$ only on the bit), where a_B – transverse displacements amplitude on the bit, a_B – transverse displacements amplitude of the drill string bottom. In other cases the BHA is considered to be non-stable. As well as for perturbation of the inclined well sections there is a possibility to utilize the three-cone and PDC bits with different frequencies of the perturbation force, the BHAs must comply with the requirements for the dynamic stability of these bits.

The limitation system $\varphi(x'')$ provides for utilization of the full-scale SCE, located on the distance that is greater than their length. The limitation for the bit was made on the basis of (3) and (4) under the conditions of the curvature stabilization (2). To model the effect of the wellbore local caverns on the efficiency of the BHA in the problem (1) the conditions to ensure the dynamic stability of the bottom (optimality criterion) and stabilization of curvature (2) in the absence of the contact of one of the SCE (arbitrary) with the borehole wall were additionally accepted [8, 11]. The important requirements must also include the achievements of low risks for solving the problem (1) in the conditions of information uncertainty.

It is obvious that the provision of the formulated requirements can be achieved by means of choosing the multi-supported BHA. The class 9 of the alternatives in the problem (1) is made of the BHAs that include 4 and more SCE.

Table 6

Результати вибору КНБК для буріння ділянок свердловин із zenітним кутом 14° долотом 215,9 мм / Results of the BHA Choice for Drilling the Well Sections with the Zenith Angle of 14° with 215.9 mm Bit

Параметр/ Parameter	Числові значення для варіантів КНБК/ Numeric values for BHA variants						
	1	2	3	4	5	6	7
Вхідні дані/ Input data							
Діаметр ОЦЕ (мм) / відстань від долота до ОЦЕ (м):/ Diameter of SCE (mm) / distance from the bit to SCE (m):							
перший / first	215.9 / 1.2	–	215.9 / 1.2	215.9 / 1.2	215.9 / 1.2	215.9 / 1.2	215.9 / 1.2
другий / second	215.9 / 2.6	215.9 / 2.6	–	215.9 / 2.6	215.9 / 2.6	215.9 / 2.6	215.9 / 2.6
третій / third	215.9 / 5.5	215.9 / 5.5	215.9 / 5.5	–	215.9 / 5.5	215.9 / 5.5	215.9 / 5.5
четвертий / fourth	215.9 / 8	215.9 / 8	215.9 / 8	215.9 / 8	–	215.9 / 8	215.9 / 8
п'ятий / fifth	215.9 / 12	215.9 / 12	215.9 / 12	215.9 / 12	215.9 / 12	–	215.9 / 12
шостий / sixth	215.9 / 15	215.9 / 15	215.9 / 15	215.9 / 15	215.9 / 15	215.9 / 15	–
Розрахункові характеристики/ Design characteristics							
Поперечна сила на долоті, кН/ Lateral force on the bit, kN	0.18	0.25	-0.26	0.18	0.02	0.08	0.07
Реакція на ОЦЕ, кН:/ Reaction on SCE, kN:							
перший / first	0.14	–	1.31	0.11	0.94	0.64	0.71
другий / second	0.96	1.07	–	1.00	-0.63	-0.03	-0.16
третій / third	0.01	-0.02	0.38	–	2.71	3.06	3.46
четвертий / fourth	2.68	2.68	2.55	2.70	–	-2.74	-5.73
п'ятий / fifth	-5.96	-5.96	-5.94	-5.97	-4.52	–	8.46
шостий / sixth	9.74	9.74	9.73	9.74	9.21	6.58	–
Відстань від долота до точки дотику ОБТ зі стінкою свердловини, м/ Distance from the bit to the contact point of the SCE with the wellbore wall, m	27.4	26.7	26.7	26.7	26.7	26.2	26.3
Відношення амплітуд поперечних коливань $a_{\text{ОБТ}}/a_d$ / Relation of the lateral vibration amplitude a_{DC}/a_B	≤ 1	≤ 1	≤ 1	≤ 1	≤ 1	≤ 1	≤ 1

ня на статичні характеристики побудовано для геометричних параметрів викривлення зі значущим кореляційним зв'язком: для 295,3-мм доліт за допустимим значенням зенітного кута $[\alpha]$, а для 215,9-мм доліт за допустимим значенням інтенсивності викривлення $[dy/ds]$. Зазначимо, що для 295,3-мм доліт додатково розглянуто КНБК при зенітних кутах 15 і 20°. Такі ділянки можуть бути використані в окремих ситуаціях для відповідних траєкторій свердловин.

У табл. 3–6 наведено результати вибору параметрів КНБК для 295,3- та 215,9-мм доліт із розв'язку задачі (1) із урахуванням (2)–(4). Одержані результати свідчать про досягнення розв'язків задачі для КНБК, що включають чотири (для 295,3-мм доліт) і шість (для 215,9-мм доліт) ОЦЕ. В табл. 3–6 наведено також статичні і динамічні характеристики КНБК, у тому числі для варіантів, які моделюють локальні каверни. Для варіанта 1 всі ОЦЕ контактують зі стінкою свердловини (каверни відсутні), для інших варіантів один із ОЦЕ не контактує зі стінкою свердловини (наявні каверни). У табл. 3–6 показники $a_{\text{ОБТ}}/a_{\text{Д}}$ – для трьохшарашкових доліт і доліт PDC.

Оцінку ризиків вибору КНБК виконано з урахуванням статистичного моделювання неточної інформації про наявність каверн (варіанти компоновок), зенітний кут викривлення свердловини, осьове навантаження та частоту обертання (див. табл. 2). У табл. 7 наведено фрагменти результатів статистичного моделювання деяких характеристик КНБК для буріння 295,3-мм долотами. Кількість статистичних експериментів – 100. Оцінку показників ризиків запропонованих КНБК подано в табл. 8.

Аналіз даних табл. 3–6 свідчить про вагоме покращення характеристик запропонованих КНБК порівняно із тими, які застосовували під час буріння похилих ділянок стовбура свердловин на Яблунівському ГКР [7]. Особливо важливим є забезпечення майже нульових ризиків вибору компоновок.

Слід зазначити, що в [7] вивчали характеристики КНБК без урахування моделювання локальних каверн. Статистичне моделювання неточної інформації для КНБК, які застосовували під час буріння похилих ділянок на Яблунівському родовищі, показало високі їх ризики. Показники ризиків за умовами стабілізації викривлення стовбура свердловини під час буріння 295,3- і 215,9-мм долотами становлять відповідно 0,81 та 0,74, а їх об'єднання з показниками ризиків за критеріями динамічної

Фрагменти результатів статистичного моделювання деяких характеристик КНБК для буріння ділянок свердловин доломом 295,3-мм із зенітним кутом 15° Fragments of the Statistical Modeling Results of Certain BHA Characteristics for Drilling the Well Sections with the Zenith Angle of 15° with 295.3 mm Bit

Неточні вхідні дані/ Inaccurate input data				Результати експерименту/ Experiment results		
Варіант КНБК/ BHA variant	α , град/ α , deg	ω , хв ⁻¹ / ω , min ⁻¹	G , кН/ G , kN	K_r , ш./ K_r , TCB	K_r , PDC	$F_{\text{Д}}$, кН/ $F_{\text{Д}}$, kN
6	13.8	92.64	193.58	+	+	-0.04
5	13.6	89.07	199.44	+	+	-0.13
2	14.4	86.67	194.97	+	+	0.46
7	14.8	85.65	195.54	+	+	-0.05
3	15.6	97.46	206.44	+	+	-0.25
...	...	...	...	...	...	...
5	13.3	92.11	206.88	+	+	-0.13
6	15.3	95.68	192.10	+	+	-0.03
6	15.6	90.85	208.07	+	+	-0.03
4	14.7	87.89	207.85	+	+	0.19
1	15.9	82.03	209.13	+	+	0.26
3	14.9	80.54	196.62	+	+	-0.24
...	...	...	...	...	...	...
2	15.6	87.88	193.48	+	+	0.50
7	15.6	86.33	209.26	+	+	-0.05
5	14.1	97.07	193.95	+	+	-0.13
1	13.7	83.95	190.94	+	+	0.23
...	...	...	...	...	...	...
7	15.2	86.65	195.89	+	+	-0.05
6	14.7	92.29	200.50	-	+	-0.03
5	15.2	85.61	200.34	+	+	-0.13
6	15.6	88.78	206.58	+	+	-0.03
...	...	...	...	...	...	...

Примітки. $K_{\text{ш}}, K_{\text{PDC}}$ – критерії динамічної стійкості КНБК для трьохшарашкового долота і долота PDC. Знак «+» відповідає критерію динамічної стійкості, а знак «-» – динамічній нестійкості КНБК.

Note. $K_{\text{TCB}}, K_{\text{PDC}}$ – criteria of the BHA dynamic stability for the three-cone bit and PDC bit. The sign «+» stands for the criteria of dynamic stability, and sign «-» stands for BHA dynamic instability.

Table 2 shows some input data for choosing the BHAs, which are accepted on the basis of the typical well structures and profiles, as well as on the basis of the commercial data analysis results [7, 11]. The static characteristics limitations are made for the geometric parameters of deviation with the significant correlational relationship: for the 295.3 mm bits in accordance with the accepted value of the zenith angle $[\alpha]$, and for the 215.9 mm bits in accordance with the inclination intensity $[dy/ds]$. We need to point out that the BHA at the zenith angles of 15 and 20° were additionally considered for the 295.3 mm bits.

Tables 3 – 6 show the choice results of the BHA parameters for 295.3 and 215.9 mm bits based on the (1) problem solution with the account of (2) – (4). The obtained results indicate the finding the problem solutions for the BHA that include four (for 295.3 mm bits) and six (for 215.9 mm bits) SCE. Tables 3 – 6 also show the statistical and dynamical BHA characteristics, including the characteristics for the variants that are used to model the local caverns. All the SCE are in contact with the wellbore wall (caverns are absent) for the variant 1 and the indices of the Table 3 – 6 $a_{\text{PDC}}/a_{\text{B}}$ refer to the three-cone and PDC bits for the rest variants.

The risk assessment of the BHA choice is made with the account of the statistical modeling of the uncertain information about presence of the caverns (assembly variants), wellbore deviation zenith angle, axial load, and rotation speed (Table 2). Table 7 shows the fragments of the statistical modeling results of some BHA characteristics for drilling with the help of the 295.3 mm bits. The number of statistical experiments is 100. The risk indices assessment of the suggested BHA is given in Table 8.

The analysis of the data given in Tables 3 – 6 shows a significant improvement in the developed BHA characteristics if compared with the used during drilling of the wellbore inclined sections on the Yablunivske GCF [7]. Providing of almost risk-free assembly choice is of a particular importance.

It should be noticed that the BHA characteristics were studied in [7] without the account of the local caverns modeling. The statistical modeling of the uncertain information for the BHA that had been used for drilling the inclined well sections on the Yablunivske field showed their high risks. The risk indices in accordance with the conditions of the wellbore curvature stabilization when drilling with the help of 295.3 and

Таблиця 8/ Table 8

Оцінка ризиків КНБК/ BHA Risk Assessment

Показник ризику/ Risk indicator	КНБК для буріння долотами діаметром, мм/ BHA for drilling with the bit diameters, mm			
	295.3 ($\alpha=10^\circ$)	295.3 ($\alpha=15^\circ$)	295.3 ($\alpha=20^\circ$)	215.9 ($\alpha=14^\circ$)
Критерій динамічної стійкості КНБК до вимушених долом поперечних коливань/ BHA dynamic stability criteria to lateral vibration caused by a bit	0.01 / 0	0.01 / 0	0 / 0	0 / 0
Умова стабілізації викривлення свердловини/ Condition of the well deviation stabilization	0 / 0	0 / 0	0 / 0	0 / 0
Перетин критерію динамічної стійкості КНБК і умови стабілізації викривлення свердловини/ Intersection of the BHA dynamic stability criteria and conditions of well deviation stabilization	0 / 0	0 / 0	0 / 0	0 / 0
Об'єднання критерію динамічної стійкості КНБК і умови стабілізації викривлення свердловини/ Union of the BHA dynamic stability criteria and conditions of well deviation stabilization	0.01 / 0	0.01 / 0	0 / 0	0 / 0

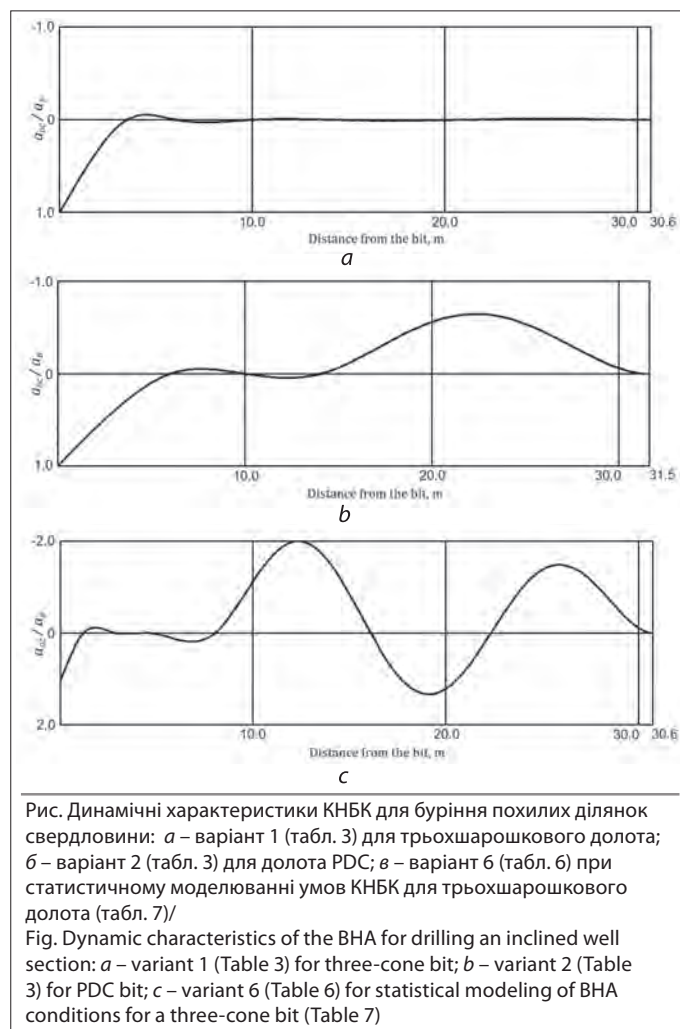
Примітка. В чисельнику наведені значення показників ризику для трьохшарашкових доліт, а в знаменнику – для доліт PDC.
Note. The numerator presents the values of risk indicators for the three-cone bits, and the denominator presents the values for the PDC bits.

стійкості – 0,87 та 0,74 (трьохшарашкові долота) і 0,92 та 0,74 (долота PDC). Вочевидь, такий рівень ризиків є недопустимим із позицій забезпечення функціональних вимог КНБК.

На рисунку для прикладу показано динамічні характеристики КНБК для буріння похилих ділянок 295,3-мм долотами. Характер кривих розподілу амплітуд поперечних коливань низу бурильної колони для КНБК із 4 та 3 ОЦЕ (див. рис. а та б) відповідає критерію динамічної стійкості, а для умов моделювання неточної вхідної інформації (див. рис. в) визначає динамічно нестійку КНБК.

Висновок

Отже, на прикладі свердловин Яблунівського ГКР проілюстровано принципи вибору багатоопорних КНБК для стабілізації похилих ділянок свердловин. В їх основу покладено процедуру пошуку оптимального варіанта із деякого класу КНБК, яка враховує систему функціональних вимог та обме-



215.9 mm bits are equal to 0.81 and 0.74 respectively and their combination with the risk indices according to the dynamic stability criteria are equal to 0.87 and 0.74 (three-cone bits) and 0.92 and 0.74 (PDC bits). It is obvious that such a level of risks is not allowable from the point of view of providing the BHA functional requirements.

The dynamic BHA characteristics for drilling the inclined sections with the help of the 295.3 mm bits are shown as an example in the Figure. The nature of the amplitude distribution curve of the BHA transverse vibrations for the BHA with 4 or 3 SCE (Fig. a, b) matches the criterion of dynamic stability and it determines the dynamically non-stable BHA for the modeling conditions of the uncertain input information (Fig. c).

Summary

Thus, the choice principles of multi-supported BHAs for the stabilization of well inclined sections were formulated and illustrated by the example of the Yablunivske GCF wells. They are based on the search procedure of the optimum alternative from a certain class of BHA, which takes into account the system of functional requirements and constraints. Moreover, these

жень. Причому ці обмеження обґрунтовують за результатами аналізу характеристик КНБК у подібних гірничогеологічних і технічних умовах. Для умов інформаційної невизначеності запропонована модель допускає аналіз і керування ризиками вибору КНБК.

restrictions can be proved according to the results of the BHA characteristics analysis in similar mining, geological and technical conditions. The developed model allows the analysis and risk management during the BHA choice for the conditions of information uncertainty.

Список літератури / References

1. Григулецкий В.Г. Проектирование компоновок нижней части буровой колонны / В.Г. Григулецкий, В.Т. Лукьянов. – М.: Недра, 1990. – 302 с.
2. Калинин А.Г. Бурение наклонных и горизонтальных скважин: справочник / А.Г. Калинин, Б.А. Никитин, К.М. Солодкий, Б.З. Султанов. – М.: Недра, 1997. – 648 с.
3. Оганов А.С. Новые решения в проектировании компоновок низа буровой колонны / А.С. Оганов, А.С. Повалихин, З.Ш. Бадреев // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 1995. – № 4–5. – С. 11, 12, 16.
4. Мислюк М.А. Буріння свердловин: довідник: у 5 т. / М.А. Мислюк, І.Й. Рибич, Р.С. Яремійчук. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2004. – Т. 3.: Вертикальне та скероване буріння. – 294 с.
5. Мислюк М.А. Совершенствование технологии отработки трехшарошечных долот при роторном бурении скважин / М.А. Мислюк, Р.И. Стефурак, И.И. Рыбич, Ю.М. Василюк. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2005. – 212 с.
6. Гречин Е.Г. Проектирование технических средств для бурения искривленных скважин: учебное пособие / Е.Г. Гречин, В.П. Овчинников. – Тюмень: Экспресс, 2011. – 254 с.
7. Мислюк М.А. Анализ неориентированных компоновок низа буровой колонны при бурении скважин на Яблунковском газоконденсатном месторождении / М.А. Мислюк, Р.Н. Дольк // НТЖ. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2014. – № 4. – С. 26–33.
8. Мислюк М.А. О задаче выбора компоновок низа буровой колонны / М.А. Мислюк // НТЖ. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2008. – № 2. – С. 12–15.
9. Мислюк М.А. Оценка риска принятия решений в бурении / М.А. Мислюк // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2012. – № 1. – С. 18–23.
10. Мислюк М.А. Моделивання прийняття технологічних рішень у бурінні / М.А. Мислюк // Нафт. і газова пром-сть. – 2010. – № 3. – С. 11–15.
11. Мислюк М.А. Выбор компоновок низа буровой колонны для бурения скважин на Яблунковском газоконденсатном месторождении / М.А. Мислюк, Р.Н. Дольк // НТЖ. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2014. – № 8. – С. 8–14.

НОВИНИ

Норвегія має майже 1,4 млрд т н.е. нерозвіданих ресурсів вуглеводнів

За оцінкою Wood Mackenzie, Норвегія має 1,36 млрд т н.е. нерозвіданих вуглеводневих ресурсів, 60 % із яких становить комерційне значення і їх розробка може принести прибуток у сумі 106 млрд дол. США. Нерозвідані ресурси розташовані в норвезькому континентальному шельфі, половина з них припадає на Північне море, інша – знаходиться в Норвезькому та Баренцовому морях.

Серед нерозвіданих ресурсів, як вважає Wood Mackenzie, 660 млн т н.е. – економічно вигідні для розробки, 220 т н.е. – потенційно економічні, решта – не представляють комерційного інтересу, а отже, не вводяться у розробку.

Оскільки інвестори зацікавлені отримати більші дивіденди і скоріше повернути вкладені капітали, складні і більш капіталомісткі проекти можуть бути відтерміновані і, за певних обставин, взагалі не реалізовані.

За матеріалами <http://www.ogj.com/articles/2014/08/woodmac-norway-s-10-billion...>

Польща розширює потужності терміналу ЗПГ

Польща планує розширити потужності зберігання газу на терміналі ЗПГ у Свіноуйсьце, довівши їх до половини від обсягу споживання газу в країні. Це пов'язано з політикою, спрямованою на диверсифікацію джерел постачання газу і зменшення залежності від імпорту російського газу. Спорудження третьої ємності для зберігання газу на терміналі дасть можливість довести загальну потужність зберігання газу до 7,5 млрд м³.

За матеріалами <http://www.ingworldnews.com/polish-lng-terminal-storage...>

© О.Г. Драчук

канд. техн. наук

В.П. Гришаненко

канд. техн. наук

Р.В. Тимах

О.В. Панасенко

ДП «Науково-дослідний інститут

нафтогазової промисловості»

Національної акціонерної компанії

«Нафтогаз України»

С.В. Касянчук

Р.Я. Василюшин

Національна акціонерна компанія

«Нафтогаз України»

Вибір технологічних заходів для кріплення нестійких колекторів у свердловинах родовищ нафти і газу

УДК 622.276

На прикладі родовищ Будищансько-Чутівської ліцензійної ділянки розглянуто особливості вибору технологічних заходів та характеристик технічних засобів щодо кріплення нестійких колекторів на родовищах нафти і газу. Проаналізовано геолого-промислові умови у свердловинах, надано рекомендації стосовно вибору ефективних технологічних рішень щодо кріплення нестійких колекторів на родовищах вуглеводнів.

Ключові слова: кріплення, нестійкий колектор, привибійна зона пласта, свердловинний фільтр, технологічні заходи.

На примере месторождений Будищанско-Чутовского лицензионного участка рассмотрены особенности выбора технологических мероприятий и характеристик технических средств для крепления неустойчивых коллекторов на месторождениях нефти и газа. Проанализированы геолого-промысловые условия в скважинах, даны рекомендации по выбору эффективных технологических решений для крепления неустойчивых коллекторов на месторождениях углеводородов.

Ключевые слова: крепление, неустойчивый коллектор, призабойная зона пласта, скважинный фильтр, технологические мероприятия.

It was considered, on the example of Budyschansko-Chutivsky licensed areas, the choice particularities of technological activities and characteristics of hardware for mounting collectors on unstable oil and gas fields. Geological and industrial conditions in wells were analyzed, the choice of effective technological solutions for fastening unstable manifolds on hydrocarbon deposits was recommended.

Key words: mounting, semiconsolidated formation, bottom-hole area, well screen, technological process.

Досвід розробки родовищ нафти і газу показує, що стабілізацію і можливість збільшення рівнів видобутку, з-поміж іншого, варто пов'язувати з вирішенням проблем експлуатації продуктивних покладів у нестійких (слабозцементованих) колекторах, що часто супроводжуються руйнуванням привибійної зони пласта (ПЗП) із винесенням часток гірської породи на поверхню. Найчастіше нестійкі породи на вітчизняних родовищах представлені слабозцементованими пісковиками.

Проблеми спорудження, закінчування та довготривалої ефективної експлуатації свердловин, що розкрили нестійкі колектори в частині мінімізації негативного впливу технічних чинників, які характеризують особливості кріплення та стану фільтраційної поверхні ПЗП, досить успішно вирішують провідні західні нафтогазовидобувні компанії Weatherford, Schlumberger, Baker Hughes, Halliburton тощо.

Найпоширеніші технологічні заходи, які застосовують для свердловин, що експлуатують нестійкі колектори, передбачають встановлення фільтрів різної конструкції (за-

побігають винесенню породи-колектора) або передбачають кріплення нестійкої породи за допомогою різних матеріалів (спеціальних розчинів, смол тощо).

На вітчизняних родовищах вуглеводнів сьогодні найпоширенішим є встановлення механічних свердловинних фільтрів (титаномагнієвих, щілинних, лавсанових, склопластикових на алюмінієвому каркасі, склопластикових тощо) [1, 2]. З-поміж фільтрів вітчизняного виробництва можна виділити ФС-1, ФІЛ-1, ФІЛ-2, К-168-Н, ФСЦ. Гравійні фільтри (ГФ), у тому числі з гравійним набиванням (ГН), застосовують порівняно рідше.

ГФ в Україні широко використовували, зокрема, на Архангельському газовому родовищі (ГР), Більче-Волицькому та Солохівському підземних сховищах газу, на Безіменному ГР (кінець 80-х – початок 90-х рр.) та ін.

Загалом, аналіз технологічних заходів, а також технічних засобів для їх реалізації, які застосовують вітчизняні нафтогазовидобувні підприємства під час спорудження та закінчу-

Таблиця 1

Рекомендовані розміри прохідних отворів фільтрувальної поверхні фільтрів

Тип фільтра	Розміри прохідних отворів фільтрувальної поверхні, мм	
	$D_{60}/D_{10} < 2$	$D_{60}/D_{10} > 2$
Щільний	$(1,25-1,5)D_{50}$	$(1,5-2)D_{50}$
Дротяний	$1,25 D_{50}$	$1,5 D_{50}$
Сітчастий	$(1,5-2)D_{50}$	$(2-2,5)D_{50}$

Менші значення множників відповідають дрібнозернистим породам

вання свердловин, що експлуатують нестійкі колектори, показує, що вони є недостатньо ефективними.

Це негативно впливає на експлуатацію свердловинного обладнання під час видобування вуглеводнів і, як наслідок, призводить до зниження продуктивності свердловин, зменшення ефективності їх експлуатації, що, натомість, призводить до зменшення загального видобутку та погіршення техніко-економічних показників розробки родовищ вуглеводнів.

Отже, забезпечення ефективного кріплення нестійких колекторів на вітчизняних родовищах вуглеводнів, що дасть змогу залобігти винесенню гірської породи впродовж довготривалого періоду експлуатації свердловин, є актуальною проблемою.

Вибір технологічних заходів і технічних засобів, визначення їх характеристик для свердловин, що експлуатують нестійкі колектори, рекомендується проводити з використанням матриці Тіффіна [3] на основі інформації про гранулометричний склад (фракційний вміст) породи продуктивного пласта. Для цього рекомендується використовувати номограму, побудовану на основі цієї матриці (рис. 1).

Тип фільтра (механічний фільтр або ГФ) необхідно вибирати залежно від умісту в пласті-колекторі глинистих дрібнодисперсних частинок визначеного розміру, що характеризуються коефіцієнтами однорідності (D_{40}/D_{90}) та дисперсності (D_{50}).

Позначення «D» характеризує розподіл розміру часток і являє собою величину шпаруватості фільтра, за якої затримується певний накопичений відсоток часток. Так, наприклад, D_{50} є величиною шпаруватості у одиницях вимірювання довжини, яка дає змогу затримувати понад 50 % часток.

Розміри комірок фільтрувальної поверхні необхідно вибирати залежно від дисперсності та неоднорідності часток, що контактують із нею.

На основі емпіричних залежностей визначено закономірності щодо вибору розмірів комірок фільтрувальної поверхні для різних типів фільтрів, які можна використати під час планування робіт із кріплення нестійких колекторів [1] (табл. 1).

У випадку використання ГФ розмір зерен гравію повинен становити $6xD_{50}$, товщина шару ГН – $(5...10)D_{50}$.

Необхідний комплекс достовірних геолого-промислових даних, які можна було б використати для визначення ефективних технологічних заходів для кріплення нестійких колекторів на родовищах вуглеводнів, у тому числі тих, які розробляють або планують до розробки у Національній акціонерній компанії «Нафтогаз України», отримано під час пошуково-розвідувального буріння на Будищансько-Чутівській ліцензійній ділянці.

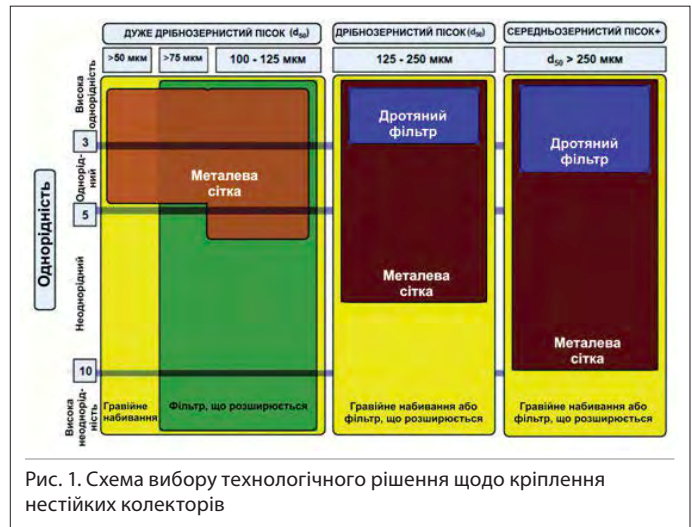


Рис. 1. Схема вибору технологічного рішення щодо кріплення нестійких колекторів

Було проаналізовано геолого-геофізичні матеріали по продуктивних горизонтах у відкладах юрського, тріасового, пермського та верхньокам'яновугільного віку з метою визначення інтервалів із нестійкими колекторами у свердловинах родовищ Будищансько-Чутівської ліцензійної ділянки, пробурених як до 2012 р., так і пізніше, якими під час пошуково-розвідувального буріння було відкрито Руновщинське ГР (св. 100) та Східно-Руновщинське ГР (св. 101). Визначено, що нестійкі породи-колектори зосереджені переважно у відкладах юри та тріасу.

Нестійкі породи-колектори помітні у керні, відібраному зі св. 100 Руновщинського ГР із відкладів юрського віку (інтервали відбору 469–473 та 473–475 м, керн представлений дрібними уламками завбільшки 1–6 см, дрібнозернистим кварцовим піском) та з відкладів тріасу (інтервал відбору 514–540 м, керн представлений дрібно- та середньозернистими пісковиками з низьким ступенем цементації, спостерігається безцементне зчленування зерен).

За результатами лабораторного визначення колекторських властивостей, породи продуктивних горизонтів тріасу характеризуються коефіцієнтом пористості K_p від 0,22 до 0,37 ч.о.

За геофізичними ознаками породи продуктивного інтервалу J-2 подібні до порід продуктивного інтервалу J-1, а породи продуктивного інтервалу I-1₂ – до порід продуктивного інтервалу I-1₁. За даними ГДС, K_p у межах продуктивних горизонтів J-1, J-2, I-1₁, I-1₂ має середньозважені значення, відповідно, 0,27; 0,26; 0,23; 0,27 ч.о. Потрібно зазначити, що

Таблиця 2

Глибина відбору керна матеріалу

№ керна	Глибина відбору, м	Довжина зразка, см
Св. 100 Руновщинського ГР		
Керн 2	473	10
Керн 2	475	10
Керн 4	522	10
Керн 6	540	10
Св.101 Східно-Руновщинського ГР		
Керн 1	492,5	10
Керн 1	496	10

Таблиця 3

Результати розрахунку фракційних показників породи кернавого матеріалу та вибору типу фільтра

№ керна (глибина відбору)	Показники зернистості, мм			Тип фільтра	Вибір розміру фракції гравію/комірки, мм	
	D_{40}/D_{90}	D_{50}	D_{60}/D_{10}		$6 \times D_{50}$	діапазон розмірів часток
1 (496 м)	0,04	0,039	65	ГН	0,23	0,25–0,42
1 (492,5 м)	0,11	0,028	21	ГН	0,17	0,25–0,42
2 (475 м)	0,13	0,041	40	ГН	0,25	0,25–0,42
2 (473 м)	0,13	0,041	40	ГН	0,25	0,25–0,42
4 (522 м)	0,04	0,035	30	ГН	0,21	0,25–0,42
6 (540 м)	0,62	0,626	118	сітчастий	-/1,5	

в межах продуктивного горизонту J-1 нестійкі породи виявлені за додатковими ознаками, а саме: збільшенням діаметра свердловини порівняно з номінальним діаметром та високими значеннями розрахованої пористості.

Загалом у св. 100 було виділено чотири інтервали, що характеризуються наявністю в їх межах нестійких колекторів: 450,9–456,2 м (продуктивний горизонт J-1); 467,1–477,7 м (продуктивний горизонт J-2); 496–514,7 м (продуктивний горизонт I-1); 524,1–603,4 м (продуктивний горизонт I-2). За даними інтерпретації ГДС продуктивні горизонти газонасні (J-2, I-1) та газонасичені (J-1, I-1).

Нестійкі породи-колектори спостерігаються у керні, відбраному зі св. 101 Східно-Руновщинського ГР із відкладів

юрського віку (інтервал відбору 492–499 м, нестійкі породи представлені світло-сірим, сірим, дрібнозернистим, з глинистими домішками, слюдистим, слабокарбонатним піском) та з відкладів тріасу (інтервали відбору 735–738,5; 738,5–744; 886–892,5 м, нестійкі породи представлено пісками та слабозцементованими пісковиками сірого кольору).

За результатами лабораторного визначення колекторських властивостей для продуктивного горизонту тріасу I-1₂ К_п змінюється від 0,17 до 0,29 ч.о., а за даними ГДС у межах продуктивних горизонтів J-1 та I-1₂ має середньозважені значення, відповідно, 0,23 та 0,18 ч.о.

Загалом у св. 101 виділено два інтервали, що характеризуються наявністю в їх межах нестійких колекторів: 489,9–496,6 м (продуктивний горизонт J-1), 718,1–825,8 м (продуктивний горизонт I-1₂). У межах виділених інтервалів нестійкі породи (колектори) виявлені за даними опису кернавого матеріалу та відносно високими значеннями розрахованої пористості.

За даними інтерпретації ГДС продуктивні горизонти J-3 та J-4 – газонасні, горизонти J-1, J-2, I-1₁, I-1₂ – водонасичені та водонасні.

У св. 110 нафтового родовища Академіка Шпака за даними ГДС виділено інтервал 1435–1478 м (верхня частина продуктивного горизонту I-1₂), у якому, можливо, наявні нестійкі колектори із середнім К_п=0,22 ч. о. За даними ГДС горизонт I-1₂ інтерпретується як водонасичений, а продуктивні горизонти J-1, J-2, J-3, I-1₁ – як водонасні та водонасичені.

Було проаналізовано інтервали продуктивних горизонтів, відбору керна та результати випробувань у св. 1, 2, 3, 5, 6, 7, 12, 14 Будищансько-Чутівської ліцензійної ділянки та у св. 471-Гаврилівській.

Отримані дані з відбраного керна з цих свердловин не дають змоги стверджувати про наявність у продуктивних горизонтах нестійких порід-колекторів.

Перфорацією загалом було розкрито такі інтервали продуктивних горизонтів: 531–524 (св. 100), 648–650 (св. 101, I об'єкт), 636–612 м (св. 101, II об'єкт). Як показали результати гідродинамічних досліджень свердловин відкритих родовищ, під час роботи на прямому та зворотному ході спостерігали суттєву різницю у показниках, що може свідчити про погіршення фільтраційно-ємнісних характеристик розкритого колектора під час перевищення депресії понад 10 %, що супроводжується руйнуванням нестійкої ПЗП.



Рис. 2. Проби досліджуваного керна: а – керна 1 (496 м); б – керна 1 (492,5 м); в – керна 2 (475 м); г – керна 2 (473 м); д – керна 4 (522 м); е – керна 6 (540 м)

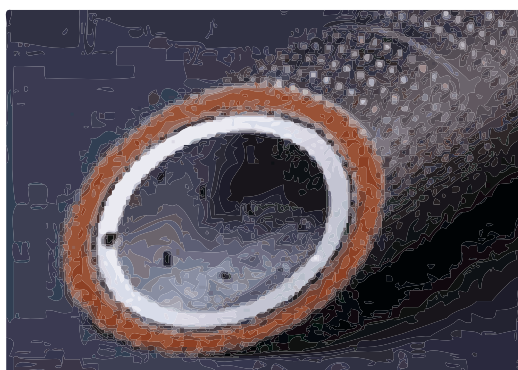


Рис. 3. Конструкція фільтра типу РРК

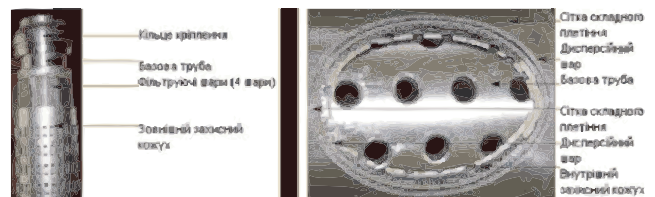


Рис. 4. Конструкція фільтра типу РМС

Зважаючи на переведення у майбутньому видобування газу у св. 100 Руновщинського ГР із продуктивного горизонту I-1₂ на горизонти, що залягають вище – I-1₁, J-2, J-1, приймаючи до уваги, що літологічно та за петрофізичними параметрами продуктивний горизонт I-1₂ подібний до продуктивного горизонту I-1₁, а продуктивний горизонт J-2 – до продуктивного горизонту J-1, враховуючи наявність кернавого матеріалу для визначення ефективних технологічних рішень, які необхідно застосувати для кріплення нестійких колекторів у свердловинах відкритих родовищ вуглеводнів, було визначено гранулометричні показники гірських порід із продуктивних горизонтів св. 100 Руновщинського ГР та св. 101 Східно-Руновщинського ГР. Глибину відбору кернавого матеріалу (рис. 2) наведено у табл. 2.

Було визначено розподіл розмірів часток кернавого матеріалу за фракціями, що дало змогу вибрати тип фільтра та розміри фільтрувальних поверхонь (табл. 3).

Як видно з табл. 3, досліджена порода, за винятком зразка керна 6, є дуже дрібнодисперсною ($D_{50} < 50$ мкм).

Аналіз результатів розрахунку дав змогу запропонувати фільтри із ГН для ефективної боротьби з піскопроявами у продуктивних інтервалах, представлених дослідженими породами. Для продуктивного інтервалу, що характеризується керном 6, можна рекомендувати сітчастий фільтр.

У продуктивних інтервалах св. 100, 101, які містять нестійкі колектори, а також інших, які будуть експлуатувати ці продуктивні горизонти, рекомендується використати штампований щільний фільтр із ГН типу РРК (рис. 3) та точний мікропоровий багатошаровий фільтр типу РМС (рис. 4).

Як альтернативу фільтрам РМС можна запропонувати до використання удосконалений багатошаровий сітчастий фільтр Petroguard компанії Halliburton або ж сітчастий фільтр MaxFlo компанії Weatherford.

Зважаючи на уніфікованість конструктивних елементів цих свердловинних фільтрів, секції фільтрів РРК та РМС можна буде скомпонувати в одну збірку та розмістити на НКТ у св. 100 для одночасної експлуатації продуктивного інтервалу, представленого різномірними породами (керн 4 та 6).

Іншим можливим варіантом є застосування свердловинного фільтра із ГН типу Micro-Pak, який пропонує компанія Weatherford, або ж удосконаленого низькопрофільного фільтра із ГН типу ECL компанії Halliburton.

Висновки

Вибір технологічних заходів для кріплення нестійких колекторів та визначення особливостей їх реалізації необхідно проводити з урахуванням гранулометричного складу породи продуктивного пласта.

За наданими у роботі рекомендаціями було визначено особливості технологічних заходів кріплення нестійких колекторів у свердловинах родовищ вуглеводнів, відкритих на Будищансько-Чутівській ліцензійній ділянці, які найбільше зосереджені у відкладах тріасового віку (св. 100 Руновщинського ГР) та юрського віку (св. 101 Східно-Руновщинського ГР), – застосування штампованого щільного фільтра із гравійним набиванням типу РРК та точного мікропорового багатошарового фільтра РМС. Як альтернативні варіанти запропоновано до використання фільтри із ГН типу Micro-Pak або ECL, сітчасті фільтри типу Petroguard та MaxFlo компаній Halliburton та Weatherford.

Отримані в роботі результати щодо вибору технологічних заходів можна рекомендувати використовувати під час планування кріплення нестійких колекторів у відповідних геолого-промислових умовах свердловин інших родовищ вуглеводнів, що дасть змогу забезпечити їх ефективну довготривалу експлуатацію.

Список літератури

1. **Гаврилко В.М.** Фильтры буровых скважин / В.М. Гаврилко, В.С. Алексеев. – М.: Недра, 1985. – 334 с.
2. **Харитонов М.Б.** Підвищення рентабельності розробки Архангельського багатопластового газового родовища (шельф Чорного моря) / М.Б. Харитонов, Р.С. Яремійчук // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2005. – № 4 (17). – С. 9–14.
3. **Tiffin D.** New Criteria for Gravel and Screen Selection for Sand Control / D. Tiffin, G. King, R. Larese and L. Britt // Paper SPE 39437, presented at the SPE International Symposium on Formation Damage Control, Lafayette, Louisiana, USA. – February 18–19, 1998.

ПРОФЕСІОНАЛИ ГАЛУЗІ

Колектив ДП «Науканафтогаз» Національної акціонерної компанії «Нафтогаз України» з сумом сповіщає, що на 51 році життя після важкої хвороби відійшов у вічність наш колега та товариш Олег Вікторович Панасенко, завідувач відділу видобутку та буріння свердловин. Своєю виробничою діяльністю Олег Вікторович після закінчення у 1986 р. Івано-Франківського інституту нафти і газу за спеціальністю розробка нафтових і газових родовищ пов'язав із нафтогазовою промисловістю, роботі на підприємствах якої віддав загалом 28 років.



У ДП «Науканафтогаз» працював із перших років його створення. Як виробничник та науковець, автор низки науково-технічних праць, О. В. Панасенко вніс вагомий внесок у розвиток нафтогазової галузі України.

Світла пам'ять про Олега Вікторовича назавжди залишиться у наших серцях.

Колектив
ДП «Науканафтогаз»,
редакція журналу

© **А.П. Мельник**
 д-р техн. наук
С.В. Кривуля
 канд. геол. наук УкрНДІгаз
С.О. Крамарев
 канд. техн. наук
С.Г. Малік
 НТУ «ХПІ»
Т.І. Марценюк
К.М. Діхтенко
 канд. техн. наук УкрНДІгаз

Дослідження інгібіторів гідратуутворення для заміни метанолу

УДК 66.074:541.182

Приведено дослідження ряду композицій, які інгібують процес утворення кристалогідратів між водою і вуглеводневою сировиною.

Ключові слова: інгібітори гідратуутворення, комплексні інгібітори, захисний ефект, аналог метанолу.

Приведены исследования ряда композиций, которые ингибируют процесс образования кристаллогидратов между водой и углеводородным сырьем.

Ключевые слова: ингибиторы гидратообразования, комплексные ингибиторы, защитный эффект, аналог метанола.

It were shown researches of a number compositions which inhibit process of formation of crystalline hydrates between water and hydrocarbon feedstock.

Key words: hydrate inhibitors, complex inhibitors, protective effect, analogue of methanol.

Уперше про газові гідрати, що ускладнюють експлуатацію газотранспортного і газопромислового обладнання, стало відомо 1934 р. із публікацій американського вченого І.Г. Гаммер-Шмідта, а згодом (1946 р.) І.Г. Стрижакова [1]. Такі сполуки утворюються у результаті міжмолекулярної взаємодії води та вуглеводнів. Зокрема, вступати у взаємодію з метаном може 5–6 молекул води, утворюючи твердий продукт, який випадає в осад і закупорює трубопроводи та інше обладнання, що призводить до їх зупинки і зумовлює необхідність видалення утворених кристалогідратів, наприклад, шляхом підігрівання, зниження тиску чи додаванням деяких реагентів.

Як відомо зі світової практики, у нафтогазовій галузі для попередження утворення кристалогідратів і руйнування вже утворених кристалогідратів як реагент застосовують метанол. Зокрема, в Україні для цього використовують більше ніж 10 тис. т метанолу на рік. Разом з тим, що метанол є найбільш ефективним реагентом під час здійснення технології видобування природного газу, він характеризується високою токсичністю та пожежонебезпечністю. Значна його частина потрапляє у навколишнє середовище, що може мати негативні наслідки для флори та фауни. Тому дослідження, спрямовані на часткову чи повну заміну метанолу, є важливими та актуальними не лише для вітчизняної нафтогазової промисловості.

Незважаючи на те, що впродовж багатьох років ведеться пошук реагентів-замінників [2–6], серед яких виділяють гліколи, солі (дихлорид кальцію, дихлорид магнію), на сьогодні не знайдено повноцінного аналога метанолу у технологічних процесах видобування і підготовки природного газу. Саме тому одним із завдань нашого дослідження є пошук реагентів із метою заміни метанолу в процесах попередження утворення кристалогідратів вуглеводнів із водою.

Для оцінки захисного ефекту досліджуваних реагентів використано оригінальну методику, згідно з якою визначається

час утворення кристалогідрату із суміші води та вуглеводню у присутності метанолу t_m і час утворення кристалогідрату у присутності реагенту t_p . Захисний ефект Z обчислюють за формулою:

$$Z=100 t_p/t_m. \quad (1)$$

Як реагенти використано суміші Кінг 1–Кінг 12, що відрізняються як співвідношенням між компонентами К1–К3, так і їх концентрацією у метанолі. Дослідження проведено при температурах мінус 4–мінус 9 °С. Як воду використано суміш, до складу якої входять: 27 г/л NaCl, 1,5 г/л MgCl₂, 1,5 г/л CaCl₂, решта – вода.

Одержані результати (табл. 1) свідчать про те, що шляхом вибору компонентів, їх співвідношення і концентрації можна знайти такі, які збільшують час утворення кристалогідратів. Зокрема, домішки 5 % об. інгібітору Кінг 1 дають змогу збільшити час кристалоутворення на 2,3 хв, що забезпечує посилення захисного ефекту майже на 11 % порівняно з метанолом. Домішки до метанолу 10 % об. реагенту Кінг 2 збільшують час утворення кристалогідратів на 4,16 хв, унаслідок чого захисний ефект покращується на ~20 %. Заміна

Таблиця 1
Час утворення кристалогідратів і захисний ефект досліджуваних реагентів порівняно з метанолом при температурі –4 °С

Назва інгібітору	K1, % об.	K2, % об.	K3, % об.	Метанол, % об.	Час, хв	Z, %
Кінг 1	5	0	0	95	23,3	110,95
Кінг 2	5	5	0	90	25,16	119,81
Кінг 3	10	10	0	80	24,25	115,48
Кінг 4	0	0	5	95	20,45	97,38
Кінг 5	0	0	10	90	21,25	101,19
Кінг 6	0	0	20	80	20,33	96,81
Кінг 7	1	0	4	95	24,83	118,24
Кінг 8	5	0	5	90	21	100,00
Кінг 9	10	0	10	80	23	109,52
Метанол	0	0	0	100	21	100

Таблиця 2

Вплив деяких інгібіторів на гідратуутворення при температурі мінус 9 °С і повній заміні метанолу

Назва інгібітору	Час, хв	Z, %
Метанол*	6,2	100
Бішофіт	5,2	83,8
Кінг 10	12	193,5
Кінг 11	7,1	114,5
Кінг 12 **	9,3	150

* Витрати інших інгібіторів такі ж, як і витрати метанолу.

** Інгібітор Кінг 12 – 30 % мас. водний розчин поліольних сполук, спеціально модифікований інгібітор Кінг 11.

цією ж сумішню 20 % об. метанолу також зумовлює уповільнення гідратуутворення з захисним ефектом, на ~ 15,5 % більшим порівняно з метанолом. Збільшення концентрації складної суміші (Кінг 4–Кінг 6) з 5 до 10, а потім – до 20 % об. вказує на екстремальну залежність захисного ефекту від концентрації домішок. При цьому захисний ефект змінюється у межах 98–101 %, що може бути прийнятним у промислових умовах, оскільки це допомагає зменшити кількість метанолу на 20 % об.

Композиція Кінг 7 виявляє один із найвищих захисних ефектів. Разом із тим збільшення її концентрації з 5 до 20 % об. (Кінг 7–9) вказує на існування мінімуму захисного ефекту за концентрації 10 % об. Хоча і у цьому випадку також можлива заміна метанолу до 20 % об.

Оскільки інгібітори Кінг 2–3 показали високий захисний ефект, то додатково проведено дослідження композиції без компонента К1 (Кінг 10) порівняно не тільки з метанолом, але й з бішофітом та поліольними природними сполуками (Кінг 11–12) при температурі мінус 9 °С (табл. 2).

Отримані результати вказують на те, що в умовах від'ємних температур можлива і повна заміна метанолу на вибрані інгібітори, які можуть попереджувати утворення кристалогідратів. При цьому бішофіт проявляє дещо меншу ефективність порівняно з метанолом. У той же час інгібітори Кінг 10–12 дещо ефективніші від метанолу. Композиції Кінг 10 та Кінг 11–12 можуть бути перспективними, тому що для їх одержання використано доступну вітчизняну сировину. Крім того, необхідно зазначити: якщо інгібітор Кінг 10 під час нагрівання до високих температур може спалахувати, то Кінг 11–12 є водним розчином повністю безпечних речовин, для одержання яких немає необхідності в отриманні спеціальних дозволів.

Відомо, що у водному середовищі за наявності метанолу швидкість корозії може збільшуватися. Тому для оцінки можливого корозійного впливу композицій досліджуваних речовин на газопромислове обладнання визначено швидкість корозії у кислотній мінералізованій воді (середовище NACE) за співвідношень реагент–вода 70:30 і 50:50, які часто використовують у промисловій практиці (табл. 3). Одержані результати досліджень свідчать про те, що композиції розроблених реагентів не тільки не створюють умов для протікання корозійних процесів, але, навпаки, суттєво зменшують швидкість корозії, проявляючи захисний ефект у межах 90–99 % із коефіцієнтом гальмування 10–252. Домішки іншого інгібітору корозії мало впливають на корозійні властивості середовищ.

Висновки

Дослідженнями у лабораторних умовах встановлено, що за наявності деяких речовин при від'ємних температурах

Таблиця 3

Швидкість корозії V у мінералізованій кислотній воді В зразків сталі НКТ марки Д, захисний ефект Z та коефіцієнт гальмування γ при температурі 40 °С, швидкості перемішування 1 м/с за наявності домішок сумішей метанолу з іншими інгібіторами гідратуутворення

Реагент Р	Відношення Р:В	V , мм/рік	Z , %	γ
Метанол+5 % Кінг 1	70:30	0,05	98,4	63,1
Метанол+10 % Кінг 2	70:30	0,02	99,4	168,3
Метанол+20 % Кінг 3	70:30	0,3	90,7	10,7
Метанол+5 % Кінг 1	50:50	0,04	98,8	84,6
Метанол+10 % Кінг 2	50:50	0,08	98,0	49,3
Метанол+20 % Кінг 3	50:50	0,03	99,3	148,3
Метанол+5 % Кінг 4	70:30	0,04	98,8	84,2
Метанол+10 % Кінг 5	70:30	0,04	98,6	72,1
Метанол+20 % Кінг 6	70:30	0,02	99,4	168,3
Метанол+5 % Кінг 7	70:30	0,01	99,6	252,5
Метанол+10 % Кінг 8	70:30	0,06	98,2	56,1
Метанол+20 % Кінг 9	70:30	0,06	98,2	56,1
Метанол+5 % Кінг 1*	70:30	0,33	89,5	9,5
Метанол+10 % Кінг 2*	70:30	0,04	98,6	72,1
Метанол+20 % Кінг 3*	70:30	0,03	99,5	126,2
Метанол+5 % Кінг 1*	50:50	0,06	98,3	59,2
Метанол+10 % Кінг 2*	50:50	0,06	98,5	68,9
Метанол+20 % Кінг 3*	50:50	0,02	99,5	197,3
Метанол	70:30	3,19	0	1
Метанол	50:50	3,74	0	1

* 1,1 % Кінг 1–3 замінено на інгібітор корозії Інко С.

спостерігається збільшення часу утворення кристалогідратів води з вуглеводнями. Доведено, що створені композиції інгібують утворення кристалогідратів із захисним ефектом у межах 97–193 % порівняно з метанолом. Установлено, що розробленими композиціями можна частково, а у деяких випадках повністю, замінювати метанол у технологічних процесах, в яких утворюються кристалогідрати.

Показано, що розроблені інгібітори гідратуутворення також проявляють у досліджених середовищах властивості інгібіторів корозії, тому їх можна віднести до комплексних інгібіторів. Для перевірки можливості застосування розроблених композицій необхідно здійснити промислові випробування.

Список літератури

1. Царев В.П. Газовые гидраты и тайна Бермудского треугольника / В.П. Царев // Газовая промышленность. – 1989. – № 8. – С. 46–49.
2. Макогон Ю.Ф. Предупреждение образования гидратов при добыче и транспортировке газа / Ю.Ф. Макогон, Г.А. Саркисянц. – М.: Недра, 1966. – 31 с.
3. Дегтярев Б.В. Борьба с гидратами при эксплуатации газовых скважин в районах Севера / Б.В. Дегтярев, Г.С. Лутошкин, Э.Б. Бухгалтер. – М.: Недра, 1969. – 29 с.
4. Макогон Ю.Ф. К вопросу предупреждения образования гидратов газа растворами электролитов / Ю.Ф. Макогон, Г.В. Лисичкин. – М.: ВНИИЭгазпром, 1972. – № 2. – С. 36.
5. Кларк Л. Применение ингибиторов гидратообразования низкой дозировки на промысловых шельфах / Л. Кларк, Д. Андерсон, Л. Фростман // Нефтегазовая вертикаль. – 2009. – № 3. – С. 12.
6. Кинетические ингибиторы и антиагломераты [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.techno-press.ru>.

© В.П. Нагорний

д-р техн. наук

І.І. Денисюк

канд. техн. наук

ІГФ НАН України

В.М. Ліхван

ГВУ «Полтавагазвидобування»

Перспективи застосування амплітудно-модульованих хвиль для підвищення дебіту видобувних свердловин

УДК 532.595

У статті приведено результати теоретичних досліджень та запропоновано перспективи обробки нелінійних дисипативних середовищ акустичними амплітудно-модульованими хвилями. Отримані результати можуть бути використані для досягнення перерозподілу енергії вихідного збурення не тільки за частотами, а й за інтенсивністю залежно від числа Рейнольдса.

Ключові слова: амплітуда, дисипація, модуляція, нелінійність, хвиля, частота.

В статье приведены результаты теоретических исследований и предложены перспективы обработки нелинейных дисипативных сред акустическими амплитудно-модулируемыми волнами. Полученные результаты могут быть использованы для достижения перераспределения энергии исходного возмущения не только по частотам, но и по интенсивности в зависимости от числа Рейнольдса.

Ключевые слова: амплитуда, диссипация, модуляция, нелинейность, волна, частота.

The results of theoretical studies are presented in the article, as well as prospects of processing of nonlinear dissipative media with acoustic amplitude-modulated waves are identified. The results can be used to achieve redistribution of initial disturbance energy not only in frequency, but also in intensity, depending on Reynolds number.

Key words: amplitude, dissipation, modulation, nonlinearity, wave, frequency.

Із літературних джерел [1–4] відомо, що з метою підвищення нафтогазовіддачі пластів застосовують акустичні методи дії. В основу цих методів покладено принцип дії гармонічної хвилі заданої частоти на середовище привибійної зони пласта (ПЗП). Оскільки енергія гармонічної акустичної хвилі переноситься на одній фіксованій частоті, можливості цього методу обмежені. Окрім того, під час розроблення акустичних методів, що ґрунтуються на застосуванні гармонічних хвиль, не враховують нелінійних та дисипативних властивостей середовища.

Розвитком методу акустичної обробки нафтогазоносних пластів є застосування амплітудно- та частотно-модульованих хвиль, що генеруються акустичними випромінювачами [5]. Після застосування такого підходу значно розширюється частотний спектр акустичної дії. Проте теоретичного обґрунтування методу модульованих хвиль у роботі [5] не приведено.

З метою розробки нових ефективних технологій акустичної дії на пласт проведемо аналітичні дослідження взаємодії акустичних амплітудно-модульованих (АМ) хвиль із нелінійним дисипативним середовищем.

Відомо, що розповсюдження одновимірної плоскої акустичної хвилі в нелінійному дисипативному геосередовищі описується рівнянням Бюргерса [6, 7]:

$$\frac{\partial v}{\partial x} - \frac{\varepsilon}{c^2} v \frac{\partial v}{\partial \tau} = \frac{b}{2c^3} \frac{\partial^2 v}{\partial \tau^2}, \quad (1)$$

де v – масова (коливальна) швидкість руху; c – швидкість звуку в середовищі; ρ – густина середовища; $\varepsilon = \frac{\gamma+1}{2}$ – параметр нелінійності середовища; $\gamma = \frac{c_p}{c_v}$ – показник адиабати в рівнянні стану середовища; $b = \xi + \frac{4}{3}\eta + \kappa \left(\frac{1}{c_v} - \frac{1}{c_p} \right)$ – дисипативний коефіцієнт (ξ , η – об'ємна та зсувна в'язкість, κ – коефіцієнт теплопровідності, c_p , c_v – питомі теплоємності середовища); $\tau = t - \frac{x}{c}$.

У рівняння Бюргерса (1) входять нелінійний $\frac{\varepsilon}{c^2} v \frac{\partial v}{\partial \tau}$ та дисипативний $\frac{b}{2\rho c^3} \frac{\partial^2 v}{\partial \tau^2}$ члени. Для оцінки відносної ролі нелінійності та дисипації вводиться акустичне число Рейнольдса

$$Re = \frac{p_m}{b\omega} = \frac{\rho c v_0}{b\omega}, \quad (2)$$

де p_m – максимальний тиск акустичної хвилі, ω – частота.

Для синусоїдальної хвилі $v = v_0 \sin \omega \tau$ справедливо

$$\frac{\text{нелінійність}}{\text{дисипація}} = \frac{\frac{\varepsilon}{c^2} v \frac{\partial v}{\partial \tau}}{\frac{b}{2\rho c^3} \frac{\partial^2 v}{\partial \tau^2}} \sim \frac{\frac{\varepsilon}{c^2} v_0^2 \omega}{\frac{b}{2\rho c^3} v_0 \omega^2} = \frac{2\varepsilon \rho c}{b\omega} = 2\varepsilon Re. \quad (3)$$

Не розв'язуючи рівняння Бюргерса, можна на основі (3) проаналізувати відносну роль дисипації та нелінійності в еволюції профілю хвилі.

Якщо $Re \ll 1$, тоді все визначається дисипацією (вона дуже

Таблиця

Характеристики геосередовища та амплітудно-модульованих хвиль

Параметри геосередовища (ГС)					Параметри амплітудно-модульованих хвиль				Число Рейнольдса, Re
Назва ГС	ρ , кг/м ³	c , м/с	b , Па·с	ε	ω , Гц	Ω , Гц	u_0 , м/с	m	
Пісковик	2630	6010	$2,6 \cdot 10^5$	4,32	$30 \cdot 10^3$	100	5	0,4	0,01
Вапняк	2300	2500	$1 \cdot 10^6$	4,25	$20 \cdot 10^3$	100	5	0,4	$1,44 \cdot 10^{-3}$
Нафта	800	500	0,02	4,20	$20 \cdot 10^3$	100	0,5	0,4	500
Нафта	800	500	0,02	4,20	$50 \cdot 10^3$	70	0,5	0,4	200

велика), нелінійні спотворення малі і можна користуватися лінійними рівняннями, отриманим із (1).

Якщо $Re \gg 1$, тоді дисипація мала і превалюють нелінійні ефекти.

Зауважимо, що сумісний вплив нелінійності та дисипації можна спостерігати, як правило, на високих частотах (ультразвукових) [6, 7].

Використовуючи рівняння (1), дослідимо поширення в нелінійному дисипативному середовищі амплітудно-модульованої акустичної хвилі

$$v = v_0(1 + m \sin \Omega \tau) \sin \omega \tau, \quad (4)$$

де m – індекс модуляції; Ω , ω – відповідно, низька модулююча та висока несуча частоти.

Розглянемо перший випадок, коли $Re \ll 1$ (тобто досліджується акустична дія на дисипативне середовище). У цьому випадку, нехтуючи нелінійним членом у рівнянні (1), його можна лінеаризувати. У результаті одержимо рівняння першого наближення

$$\frac{\partial v^{(1)}}{\partial x} = \frac{b}{2\rho c^3} \frac{\partial^2 v^{(1)}}{\partial \tau^2}. \quad (5)$$

Враховуючи те, що співвідношення (4) можна представити у вигляді

$$v = v_0 \sin \omega \tau + \frac{v_0 m}{2} \cos(\omega - \Omega) \tau - \frac{v_0 m}{2} \cos(\omega + \Omega) \tau, \quad (6)$$

розв'язок рівняння (5) має вигляд [8]

$$v^{(1)} = v_0 e^{-\alpha x} \sin \omega \tau + \frac{v_0 m}{2} e^{-\alpha_1 x} \cos \omega_1 \tau - \frac{v_0 m}{2} e^{-\alpha_2 x} \cos \omega_2 \tau, \quad (7)$$

де

$$\alpha = \frac{b\omega^2}{2\rho c^3}; \alpha_1 = \frac{b\omega_1^2}{2\rho c^3}; \alpha_2 = \frac{b\omega_2^2}{2\rho c^3}; \omega_1 = \omega - \Omega; \omega_2 = \omega + \Omega. \quad (8)$$

Згідно з [8] рівняння другого наближення визначається виразом

$$\frac{\partial v^{(2)}}{\partial x} - \frac{b}{2\rho c^3} \frac{\partial^2 v^{(2)}}{\partial \tau^2} = \frac{\varepsilon}{c^2} v^{(1)} \frac{\partial v^{(1)}}{\partial \tau}, \quad (9)$$

де $v^{(1)}$ описується залежністю (7).

Визначивши похідну $\frac{\partial v^{(1)}}{\partial \tau}$ та добуток $v^{(1)} \frac{\partial v^{(1)}}{\partial \tau}$, рівняння (9) представимо у вигляді:

$$\begin{aligned} \frac{\partial v^{(2)}}{\partial x} - \frac{b}{2\rho c^3} \frac{\partial^2 v^{(2)}}{\partial \tau^2} = & \frac{\varepsilon}{c^2} \left[\frac{v_0^2 \omega}{2} \left(e^{-2\alpha x} + \frac{m^2}{2} e^{-(\alpha_1 + \alpha_2)x} \right) \sin 2\omega \tau + \right. \\ & + \frac{v_0^2 m \Omega}{4} \left(e^{-(\alpha + \alpha_1)x} + e^{-(\alpha + \alpha_2)x} \right) \cos \Omega \tau + \frac{v_0^2 m^2 \Omega}{4} e^{-(\alpha_1 + \alpha_2)x} \sin 2\Omega \tau + \\ & + \frac{v_0^2 m (2\omega - \Omega)}{4} e^{-(\alpha + \alpha_1)x} \cos(2\omega - \Omega) - \frac{v_0^2 m (2\omega + \Omega)}{4} e^{-(\alpha + \alpha_2)x} \cos(2\omega + \Omega) - \\ & \left. - \frac{v_0^2 m^2 \omega_1}{8} e^{-2\alpha_1 x} \sin(2\omega - 2\Omega) - \frac{v_0^2 m^2 \omega_2}{8} e^{-2\alpha_2 x} \sin(2\omega + 2\Omega) \right]. \end{aligned} \quad (10)$$

Розв'язок рівняння (10) для коливальної швидкості $v^{(2)}$ визначають з його правої частини, до якої входять спектральні складові швидкості на частотах 2ω , Ω , 2Ω , $2\omega \pm \Omega$, $2\omega \pm 2\Omega$. Зауважимо, що у разі дії амплітудно-модульованої хвилі на лінійне геосередовище в ньому будуть генеруватися коливання лише на частотах ω та $\omega \pm \Omega$, тобто їх спектральний склад значно бідніший, ніж у випадку, що розглядається [9].

Розглянемо диференціальне рівняння для визначення другого наближення акустичної хвилі на низькій модулюючій частоті Ω , яке отримуємо із виразу (10)

$$\frac{\partial v_{\Omega}^{(2)}}{\partial x} - \frac{b}{2\rho c^3} \frac{\partial^2 v_{\Omega}^{(2)}}{\partial \tau^2} = \frac{\varepsilon m v_0^2 \Omega}{4c^2} \left(e^{-(\alpha + \alpha_1)x} + e^{-(\alpha + \alpha_2)x} \right) \cos \Omega \tau. \quad (11)$$

Розв'язок рівняння (11) за нульової граничної умови $x=0$, $v_{\Omega}^{(2)}$ має вигляд:

$$\begin{aligned} v_{\Omega}^{(2)} = & \frac{\varepsilon m v_0^2 \rho c \Omega}{2b} \left[\frac{1}{\omega^2 - \Omega^2} e^{-\frac{b\Omega^2}{2\rho c^3} x} - \right. \\ & \left. - \frac{1}{2\omega} \left(\frac{e^{-\frac{b\omega(\omega - \Omega)x}{\rho c^3} - \frac{b\Omega^2 x}{2\rho c^3}}}{\omega - \Omega} + \frac{e^{-\frac{b\omega(\omega + \Omega)x}{\rho c^3} - \frac{b\Omega^2 x}{2\rho c^3}}}{\omega + \Omega} \right) \right] \cos \Omega \tau. \end{aligned} \quad (12)$$

Враховуючи, що $\Omega \ll \omega$, із (12) одержимо наближений розв'язок $v_{\Omega}^{(2)}$ у вигляді

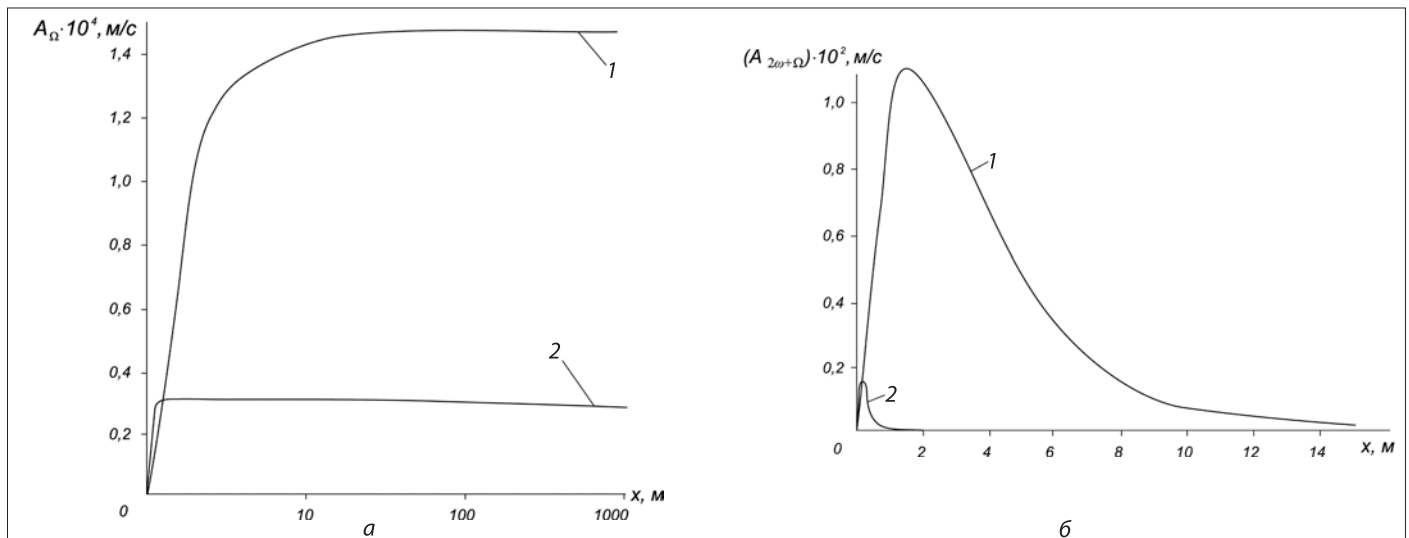
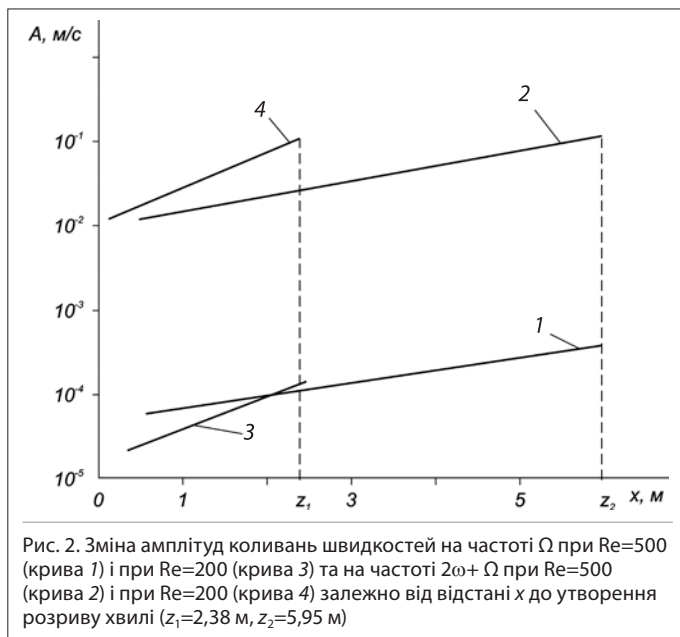


Рис. 1. Зміна амплітуд коливань швидкостей, відповідно, на частоті Ω (а) та боковій частоті $2\omega + \Omega$ (б) залежно від відстані x до джерела збурення: 1 – піщавик; 2 – вапняк



$$v_{\Omega}^{(2)} = \frac{\varepsilon m v_0^2 \rho c \Omega}{2b\omega^2} \left(e^{-\frac{b\Omega^2 x}{2\rho c^3}} - e^{-\frac{b\omega^2 x}{\rho c^3}} \right) \cos(\Omega\tau). \quad (13)$$

Із умови $\frac{dv_{\Omega}^{(2)}}{dx} = 0$ знаходимо, що хвиля, описана залежністю (13), досягає максимального значення у точці

$$x_m = \frac{2\rho c^3}{b(2\omega^2 - \Omega^2)} \ln \left(\frac{2\omega^2}{\Omega^2} \right). \quad (14)$$

Отже, відповідно до розв'язку (13) із поширенням амплітудно-модульованої хвилі в дисипативному геосередовищі детектується хвиля на частоті модуляції Ω , амплітуда якої спочатку збільшується, проходить через максимум у точці x_m , а потім згасає повільніше, ніж поглинається хвиля на несучій частоті ω (другий член у (13)).

Для кількісної оцінки амплітуд хвилі на частоті Ω та хвилі на одній із бокових частот $2\omega+\Omega$ розглянемо диференціальне рівняння другого наближення відносно частоти $2\omega+\Omega$, яке отримуємо із виразу (10)

$$\begin{aligned} \frac{\partial v_{2\omega+\Omega}^{(2)}}{\partial x} - \frac{b}{2\rho c^3} \frac{\partial^2 v_{2\omega+\Omega}^{(2)}}{\partial \tau^2} = \\ = \left(-\frac{\varepsilon m v_0^2 (2\omega+\Omega)}{4c^2} \right) \times \\ \times e^{-(\alpha_0+\alpha_2)x} \cos(2\omega+\Omega)\tau. \end{aligned} \quad (15)$$

Розв'язок рівняння (15) має вигляд:

$$\begin{aligned} v_{2\omega+\Omega}^{(2)} = \frac{\varepsilon m v_0^2 (2\omega+\Omega)}{4c^2 (\alpha_0 - (\alpha_0 + \alpha_2))} \times \\ \times (e^{-\alpha_0 x} - e^{-(\alpha_0 + \alpha_2)x}) \cos(2\omega+\Omega)\tau, \end{aligned} \quad (16)$$

$$\text{де } \alpha_0 = \frac{b(2\omega+\Omega)^2}{2\rho c^3}; \alpha = \frac{b\omega^2}{2\rho c^3}; \alpha_2 = \frac{b\omega_2^2}{2\rho c^3}. \quad (17)$$

Враховуючи вирази (8) і (17), розв'язок (16) представимо у вигляді:

$$\begin{aligned} v_{2\omega+\Omega}^{(2)} = \frac{\varepsilon m v_0^2 \rho c (2\omega+\Omega)}{4b\omega(\omega+\Omega)} \left(e^{-\frac{b(4\omega^2+4\omega\Omega+\Omega^2)x}{2\rho c^3}} - \right. \\ \left. - e^{-\frac{b(2\omega^2+2\omega\Omega+\Omega^2)x}{2\rho c^3}} \right) \cos(2\omega+\Omega)\tau. \end{aligned} \quad (18)$$

За умови $\Omega \ll \omega$ розв'язок (18) наближено матиме вигляд:

$$\begin{aligned} v_{2\omega+\Omega}^{(2)} = \frac{\varepsilon m v_0^2 \rho c (2\omega+\Omega)}{4b\omega(\omega+\Omega)} \times \\ \times \left(e^{-\frac{2b\omega(\omega+\Omega)x}{\rho c^3}} - e^{-\frac{b\omega(\omega+\Omega)x}{\rho c^3}} \right) \times \\ \times \cos(2\omega+\Omega)\tau. \end{aligned} \quad (19)$$

Функція (19) досягає максимального значення в точці

$$x_m = \frac{\rho c^3}{\omega b(\omega+\Omega)} \ln 2. \quad (20)$$

Зазначимо, що отримані розв'язки $v_{\Omega}^{(2)}$ та $v_{2\omega+\Omega}^{(2)}$ у межах другого наближення не придатні для чисел Рейнольдса, відмінних від $Re \ll 1$. У цьому випадку для рівняння Бюргера (1) шукають точні аналітичні розв'язки; як правило, вони дуже громіздкі і малоефективні для практичного застосування [10].

Як приклад розглянемо поширення акустичної амплітудно-модульованої хвилі в різних дисипативних геосередовищах: пісковик та вапняк. Характеристики цих середовищ і параметри амплітудно-модульованих хвиль приведено в таблиці. Параметри геосередовищ взято з роботи [11]. Вибір частот ω та Ω обумовлений сприянням ефективній акустичній дії на резонансних частотах структурних елементів геосередовища (його зерен та блоків).

Із використанням виразів (13) та (19) розраховано та побудовано графіки залежності амплітуд коливань швидкостей $v_{\Omega}^{(2)}$, $v_{2\omega+\Omega}^{(2)}$ від відстані x до джерела збурення (рис. 1).

Із рис. 1 видно, що компоненти поля швидкостей суттєво залежать від параметра дисипації b (в'язкості) геосередовища. Зі збільшенням параметра b амплітуди хвиль A_{Ω} , $A_{2\omega+\Omega}$ суттєво зменшуються (криві 2 порівняно з кривими 1). При цьому хвиля на частоті $2\omega+\Omega$ у вапняку (крива 2, рис. 1, б) згасає вже на відстані 1,0 м від джерела збурення. Максимальні значення амплітуд коливань швидкостей досягаються: на частоті Ω у точках $x_m = 29,524$ м (пісковик) та $x_m = 1,01$ м (вапняк); на частоті $2\omega+\Omega$ — $x_m = 1,685$ м (пісковик), $x_m = 0,062$ м (вапняк). Максимальні значення визначали за формулами (14) і (20).

Стрімкий характер згасання амплітуди хвилі на боковій частоті $2\omega+\Omega$ визначається величиною коефіцієнта згасання цієї хвилі, який для цих середовищ значно перевищує коефіцієнт згасання $\alpha_{\Omega} = \frac{b\Omega^2}{2\rho c^3}$ хвилі на модулюючій частоті Ω .

Розрахунки показують, що на відстані $x > 15$ м від джерела дії АМ-сигналу інтенсивність хвилі на частоті Ω перевищує інтенсивність хвилі на частоті $2\omega+\Omega$, тобто проходить зміщення спектрального максимуму процесу в область низьких частот. Це викликано тим, що хвиля на модулюючій низькій частоті згасає слабкіше порівняно з хвилею на більш високій боковій частоті.

Далі розглянемо випадок, коли $Re \gg 1$, тобто дисипація мала або практично відсутня ($b \rightarrow 0$). У цьому випадку експоненти, що входять до формул (13) та (19), можна наближено розкласти у ряд, обмежившись двома його членами. У результаті із (13) та (19) отримуємо:

$$v_{\Omega}^{(2)} = \left(\frac{\varepsilon m \Omega v_0^2}{2c^2} x \right) \cos \Omega \tau; \quad (21)$$

$$v_{2\omega+\Omega}^{(2)} = \frac{-\varepsilon m v_0^2 (2\omega + \Omega)x}{4c^2} \cos(2\omega + \Omega)\tau. \quad (22)$$

Знак мінус у (22) враховує фазу коливань на частоті $2\omega + \Omega$.

Розв'язки (21) і (22) справедливі лише поблизу джерела випромінювання на відстанях x , що не перевищують величини відрізка [6]

$$z = \frac{c^2}{\varepsilon \omega v_0}. \quad (23)$$

На відстані $x=z$ формується ударна хвиля, і профіль хвилі спотворюється, перетворюючись у піллоподібну згасаючу хвилю [6, 7].

Для кількісної оцінки ефекту амплітудної модуляції на відстанях $x \geq z$ (в області існування періодичних ударних хвиль) скористаємося наближеним розв'язком для компоненти швидкості на частоті модуляції Ω [6]:

$$v_{\Omega}^{(2)} = \frac{\pi}{4} \frac{\Omega m v_0}{\omega} \times \left[1 - \frac{\pi^2}{2 \left(\frac{\pi}{2} + \frac{\varepsilon}{c^2} \omega v_0 x \right)^2} \right] \cos \Omega \tau. \quad (24)$$

Розв'язок (24) одержано шляхом заміни гармонічної хвилі частоти Ω хвилею трикутного профілю. Співвідношення (24) необхідно скоригувати для того, щоб розв'язки (21) і (24) співпадали в точці формування розриву хвилі $x_p = z$ (де z визначається згідно з виразом (23)).

Неважко перевірити, що розв'язок (24) у точці $x = x_p$ не дорівнює

$$v_{\Omega}^{(2)} = \frac{\Omega m v_0}{2\omega} \cos \Omega \tau, \quad (25)$$

який одержаний зі співвідношення (21) після підстановки в нього $x = \frac{c^2}{\varepsilon \omega v_0}$.

Використовуючи структуру розв'язку (24), шукатимемо скоригований розв'язок у вигляді

$$v_{\Omega(ck)}^{(2)} = \frac{\Omega m v_0}{2\omega} \left[\frac{\pi}{2} - \frac{\pi^3}{4 \left(\frac{\pi}{2} + k \frac{\varepsilon \omega v_0}{c^2} x \right)^2} \right] \cos \Omega \tau, \quad (26)$$

де k – параметр коригування, який необхідно визначити.

Параметр k знаходимо із умови рівності виразу в квадратних дужках співвідношення (26) (визначеного в точці $x = \frac{c^2}{\varepsilon \omega v_0}$) одиниці

$$\frac{\pi}{2} - \frac{\pi^3}{4 \left(\frac{\pi}{2} + k \right)^2} = 1. \quad (27)$$

Із (27) одержуємо квадратне рівняння відносно параметра k :

$$4(\pi - 2)k^2 + 4\pi(\pi - 2)k - \pi^2(\pi + 2) = 0. \quad (28)$$

Розв'язок рівняння (28) має вигляд:

$$k_{1,2} = -\frac{\pi}{2} \pm \frac{\pi}{2} \sqrt{\frac{2\pi}{\pi - 2}}. \quad (29)$$

Із урахуванням (29) із (26) одержимо:

$$v_{\Omega(ck)}^{(2)} = \frac{m \Omega v_0}{2\omega} \left[\frac{\pi}{2} - \frac{\pi^3}{4 \left[\frac{\pi}{2} + \frac{\pi}{2} \left(\sqrt{\frac{2\pi}{\pi - 2}} - 1 \right) \frac{\varepsilon \omega v_0}{c^2} x \right]^2} \right] \cos \Omega \tau. \quad (30)$$

Залежність (30) дає змогу дослідити характер зміни амплітуди хвилі $v_{\Omega}^{(2)}$ на модулюючій частоті Ω від відстані x при $x > z$. В області відстаней $0 \leq x \leq z$ амплітуда хвилі $v_{\Omega}^{(2)}$ визначається залежністю (21).

Як приклад розглянемо дію амплітудно-модульованої акустичної хвилі в середовищі, в якому переважають нелінійні властивості, порівняно з дисипацією ($Re \gg 1$). При цьому розглянемо область відстаней $x \leq x_p$.

Характеристики АМ-хвилі та нелінійного середовища (нафта) [12] приведено в таблиці (третій рядок). За таких числових параметрів $Re = 500$. У цьому випадку генерується поле швидкостей, спектральні складові якого описуються залежностями, одержаними із (21) та (22):

$$v_{\Omega}^{(2)} = 8,4 \cdot 10^{-5} \cos \Omega \tau; \quad (31)$$

$$v_{2\omega+\Omega}^{(2)} = (-1,684 \cdot 10^{-2} x) \cos(2\omega + \Omega)\tau. \quad (32)$$

Розв'язки (31) та (32) справедливі в області $0 \leq x \leq 5,95 \text{ м} = z_2$. Значення $z_2 = 5,95 \text{ м}$ визначали за формулою (23). Графіки амплітуд швидкостей A_{Ω} та $A_{2\omega+\Omega}$ приведено на рис. 2.

Якщо $Re = 500$, то амплітуди хвиль на частоті модуляції Ω та боковій частоті $2\omega + \Omega$ зростають лінійно з відстанню у межах $0 \leq x \leq 5,95 \text{ м}$.

На рис. 2 приведено також графіки амплітуд швидкостей при $Re = 200$. Числові параметри для цього прикладу приведено в таблиці (четвертий рядок). За таких даних із виразу (23) знаходимо, що $z_1 = 2,38 \text{ м}$. Це свідчить про формування ударної хвилі ближче до джерела акустичної дії порівняно з першим прикладом, що обумовлено дією амплітудно-модульованої хвилі на більш високій несучій частоті ω і згідно з формулою (23) зменшує відрізок z . Амплітуда хвилі A_{Ω} на частоті Ω зменшується зі зменшенням числа Re (криві 1, 3). Навпаки, амплітуда хвилі $A_{2\omega+\Omega}$ на боковій частоті $2\omega + \Omega$ зі зменшенням числа Re збільшується (криві 2, 4).

Порівняння кривих 1, 2 та 3, 4 свідчить про те, що амплітуди коливань на бокових частотах у нелінійному середовищі значно вищі, ніж на модулюючій частоті. Тобто відбувається перерозподіл («перекачування») енергії спектральних складових коливальної швидкості в область більш високих частот. На спектральній мові це означає, що на відстанях $x < x_p$ нелінійність середовища додає енергію високочастотним гармонікам [13], тобто амплітуди на боковій частоті $2\omega + \Omega$ перевищують значення амплітуд на низькій частоті Ω .

Вибір частот АМ-сигналу Ω і ω при $Re \gg 1$ обумовлений тим, що, як свідчать експериментальні дані [14], під час акустичної обробки нафти на низьких частотах 50...100 Гц її в'язкість зменшується, а також на таких частотах руйнується просторова сітка колоїднодисперсної системи (тобто рідини з частками забруднювачів, що заповнюють порові простори продуктивного пласта) [2, 15]. Дія ж високочастотних складових спектра коливань масової швидкості в діапазоні 10...50 кГц зменшує зв'язки флюїду з твердою фазою пласта, сприяючи тим самим його руху в пористому середовищі [15, 16].

Висновки

Застосування амплітудно-модульованих хвиль для обробки нелінійних дисипативних геосередовищ допомагає досягти перерозподілу енергії вихідного збурення не тільки за частотами, а також за інтенсивністю залежно від числа Рейнольдса Re .

Якщо амплітудно-модульовані сигнали використовувати для обробки нелінійних дисипативних геосередовищ, необхідно враховувати параметр в'язкості b середовища. У разі великої дисипації (коли в'язкість суттєво переважає нелінійність) і при значеннях числа $Re \ll 1$ інтенсивність акустичної хвилі на боковій частоті $2\omega + \Omega$ більша, ніж на частоті Ω в області до відстані x , що визначається параметрами середовища та АМ-хвилі. При цьому відбувається зміщення спектрального максимуму процесу акустичної обробки в область високих частот. Після відстані x інтенсивність хвилі на частоті Ω перевищує інтенсивність хвилі на частоті $2\omega + \Omega$, і відбувається зміщення спектрального максимуму процесу акустичної обробки в область низьких частот.

При $Re \gg 1$ (коли переважають нелінійні властивості середовища) в області відстаней x (до формування ударної хвилі) амплітуди хвилі на боковій частоті $2\omega + \Omega$ більша від амплітуди хвилі на частоті Ω , і спектральний максимум процесу акустичної обробки зміщується в область високих частот.

Від числа Рейнольдса Re залежить довжина відрізка x формування ударної хвилі в нелінійному середовищі за малої дисипації. Зі збільшенням числа Re відстань z зростає.

Ефективність дії АМ-хвиль залежить від вибору несучої ω і модулюючої Ω частот, значення яких необхідно визначати відповідно до резонансних характеристик структурних елементів геосередовища (резонансних частот коливань зерен та блоків пласта).

Під час акустичної обробки нафтогазових середовищ вибір параметрів обробки повинен враховувати вплив ви-

соких та низьких складових спектра коливань АМ-сигналу на параметри флюїду з метою підвищення його рухливості в пласті.

Отримані результати аналітичних досліджень можуть бути використані у ході розроблення перспективних технологій хвильової обробки продуктивних пластів із метою підвищення дебіту нафтогазовидобувних свердловин.

Список літератури

1. **Афанасенков И.И.** Опыт и перспективы промышленного использования акустического воздействия в различных скважинах / И.И. Афанасенков, Е.Ф. Жуйков // Нефть. хоз-во. – 1999. – № 12. – С. 16–19.
2. **Горбачев Ю.И.** Физико-химические основы ультразвуковой очистки призабойной зоны нефтяных скважин / Ю.И. Горбачев // Геоинформатика. – 1998. – № 3. – С. 62–65.
3. **Технология** повышения нефтеотдачи сверхмощным ультразвуковым воздействием / [В.С. Никитин, Г.Н. Ягодов, Т.Л. Ненартович и др.] // Нефтепромысловое дело. – 2010. – № 8. – С. 14–17.
4. **Кузнецов О.Л.** Физические основы вибрационного и акустического воздействия на нефтегазовые пласты / О.Л. Кузнецов, Э.М. Симкин, Дж. Чилингар. – М.: Мир, 2001. – 260 с.
5. **Развитие** опыта акустической обработки продуктивной зоны скважин / В. Александров, М. Бушер, Ю. Казаков, В. Майоров // Технологии ТЭК. – 2003. – № 2. – С. 1–9.
6. **Руденко О.В.** Теоретические основы нелинейной акустики / О.В. Руденко, С.И. Солуян. – М.: Наука, 1975. – 288 с.
7. **Грінченко В.Т.** Основы акустики / В.Т. Грінченко, І.В. Вовк, В.Т. Маципура. – К.: Наук. думка, 2007. – 640 с.
8. **Нагорний В.П.** Бігармонічна дія акустичних хвиль в нелінійному дисипативному середовищі / В.П. Нагорний, І.І. Денисюк, В.М. Ліхван, Я.О. Юшичина // Мат. XXIII Междунар. научн. школы им. ак. С.А. Христиановича «Деформирование и разрушение материалов с дефектами и динамические явления в горных породах и выработках», Алушта, 23–29 сентября 2013. – С. 220–224.
9. **Баскаков С.И.** Радиотехнические цепи и сигналы / С.И. Баскаков. – М.: Высшая школа, 1988. – 448 с.
10. **Гурбатов С.Н.** Нелинейная акустика в задачах / С.Н. Гурбатов, О.В. Руденко. – М.: МГУ, 1990. – 80 с.
11. **Михалюк А.В.** Горные породы при неравномерных динамических нагрузках / А.В. Михалюк. – К.: Наук. думка, 1980. – 154 с.
12. **Акульшин А.И.** Эксплуатация нефтяных и газовых скважин / А.И. Акульшин, В.С. Бойко, Ю.А. Зарубин, В.М. Дорошенко. – М.: Недра, 1989. – 480 с.
13. **Дружинин Г.А.** Нелинейная акустика: конспект лекций. 1998–2000. – Режим доступа: <http://www.phys.spbu/Departments/RadioPhysics/russian/nonlinacoust.html>. – 57 с.
14. **Аметов И.М.** Применение композитных систем в технологических операциях эксплуатации скважин / И.М. Аметов, Н.М. Шерстнев. – М.: Недра, 1989. – 214 с.
15. **Горбачев Ю.И.** Акустическое воздействие и повышение рентабельности разработки нефтяных месторождений / Ю.И. Горбачев // Каротажник. – 1999. – Вып. 60. – С. 55–67.
16. **Нагорний В.П.** Імпульсні методи інтенсифікації видобутку вуглеводнів / В.П. Нагорний, І.І. Денисюк. – К.: Ессе, 2012. – 323 с.

© В.І. Коцаба
С.І. Кушнар'ов
В.О. Росляков
О.Г. Семеняка
УкрНДІгаз

Внутрішня труборізка – ефективний ріжучий інструмент для аварійно-відновлювальних робіт у свердловині

УДК 622.276.76

У статті розглянуто питання ефективного проведення аварійно-відновлювальних робіт під час капітального ремонту свердловин за допомогою розробленої фахівцями УкрНДІгазу внутрішньої труборізки, яка має підвищені показники надійності роботи та розширені технологічні можливості застосування.

Ключові слова: капітальний ремонт свердловин, різання, насосно-компресорні труби.

В статье рассматривается вопрос эффективного проведения аварийно-восстановительных работ при капитальном ремонте скважин с помощью разработанной специалистами УкрНДІгазу внутренней труборезки, которая обладает повышенными показателями надёжности работы и расширенными технологическими возможностями применения.

Ключевые слова: капитальный ремонт скважин, резанье, насосно-компрессорные трубы.

The article considers the question about effective carrying out work of restore workover developed specialists of UkrNDIGas internal pipe cutting, which have an increased indicators reliability of work and advanced technological applying capabilities.

Key words: workover, cutting, well tubing.

Підвищення рівня видобутку нафти і газу залежить не тільки від розробки нових родовищ, але й від збільшення кількості свердловин, що вводяться в експлуатацію з недіючого фонду, за рахунок проведення ефективних аварійно-відновлювальних робіт під час капітального ремонту. Ефективність проведення аварійно-відновлювальних робіт у свердловинах значною мірою залежить від наявності якісних та надійних технічних засобів та інструменту.

Практика виведення свердловин із недіючого фонду показала, що значну частину аварійно-відновлювальних робіт під час капітального ремонту як за тривалістю проведення, так і за відсотковим відношенням до загальної кількості ремонтних робіт становлять ловильні роботи, чимала частина яких пов'язана з вилученням зі свердловин прихоплених насосно-компресорних труб (НКТ) [1].

У випадках, коли не вдається звільнити прихоплену колону НКТ, її вилучають частинами шляхом відкручування. При цьому намагаються відкрутити колону якомога нижче з метою зменшення кількості спускопідймальних операцій. Проте, як показує практика, під час відкручування за один спуск-підйом щонайбільше підіймають лише 2-3 труби, що збільшує тривалість і вартість ремонтних робіт. Тому для звільнення прихопленої колони НКТ доцільно відрізати частину труби безпосередньо над місцем прихоплення і потім вилучати зі свердловини [2].

Крім того, існують випадки, коли верхня частина прихопленої колони НКТ пошкоджена, що унеможливає захоплення тим чи іншим ловильним інструментом. Для цього необхідно відрізати і підняти пошкоджену частину труби, а потім продовжити вилучення решти колони НКТ.

Для відрізання НКТ у вказаних вище випадках рекомендується застосовувати труборізки, які за принципом різання поділяються на механічні, гідромеханічні, гідропіскоструминні і хімічні. Найбільш ефективними є гідромеханічні труборізки, які відрізняються малогабаритністю, надійністю і практичністю [3].

З огляду на виробничу необхідність, фахівцям відділу капітального і поточного ремонту свердловин центру ЕКПРС УкрНДІгазу було поставлено завдання розробити ефективну труборізку, яка б відрізнялася від існуючих малогабаритністю, надійністю, а також мала підвищені технологічні показники. На основі результатів наукових і геолого-промислових досліджень було розроблено гідромеханічну труборізку внутрішню із підвищеними показниками надійності і технологічності за рахунок спрощення конструкції, можливості заміни різців, а також можливості роботи як із циркуляцією, так і без неї, що є важливою умовою за наявності поглинень у свердловині [4].

Дослідний зразок труборізки був виготовлений в УкрНДІгазі та переданий для впровадження до цеху капітального ремонту ГПУ «Шебелинкагазвидобування» ПАТ «Укргазвидобування».

Труборізка (рис. 1) складається з корпусу 1 із радіальними каналами 2 та пазами 3, у верхній частині якого виконано внутрішню кільцеву канавку 4 для встановлення розпірного кільця 5, що фіксує переміщення поршня 6 ввєрх під час спускання труборізки у свердловину.

У середній частині корпусу 1 виконаний радіальний отвір 7 для встановлення утримуючого пальця 8, на зовнішній поверхні корпусу 1 виконані кутові розточення 9 для закріплення за допомогою болтів 10 кутових утримувачів 11, що фіксують осі 12 різцеутримувачів 13 із армованими різцями 14 від випадання під час роботи труборізки та дають змогу за технологічної необхідності оперативно замінити різцеутримувачі 13 із армованими різцями 14. Усередині нижньої частини корпусу 1 розташовано з можливістю осьового переміщення утримуюче кільце 15, що притиснуто пружиною 16, яка опирається на втулку 17 (встановлену за допомогою різьби в нижній частині корпусу 1) для фіксації різцеутримувачів 13 від повернення у вихідне положення у разі вилучення відрізаної аварійної труби на поверхню. Крім того, усередині корпусу 1 встановлено притиснутий пружиною 18 поршень 6 із поєднованим циркуляційним отвором 19 та кону-

сом 20, виконаним у нижній частині поршня 6 для взаємодії з відповідною поверхнею 21 різцеутримувачів 13, що утримуються у вихідному положенні пружинними фіксаторами 22, а на зовнішній поверхні поршня 6 виконано повздовжню канавку 23, що утримує через палець 8 поршень 6 від осьового повороту. У нижній частині поршня 6 виконано направлені радіальні циркуляційні канали 24 для спрямування циркуляційної рідини безпосередньо на різці 14, що сприяє їх охолодженню під час роботи, та винесення залишків різання. На верхній торцевій поверхні поршня 6 виконано розточення (сідло) 25 для встановлення за необхідності кулі-клапана 26, що дає змогу труборізці працювати не тільки з циркуляцією рідини промивання, але й без циркуляції, що є дуже важливим за наявності поглинання у свердловині.

Пристрій працює у такий спосіб. Труборізку спускають у свердловину до визначеного місця відрізання прихоплених труб. Одночасно з пуском у роботу бурових насосів починають обертання труборізки. Поршень 6 починає рухатися униз під дією зусилля на його верхню торцеву поверхню, яке виникає за рахунок перепаду тиску під час перетікання рідини промивання з внутрішньої частини корпусу 1 до повздовжнього циркуляційного отвору 19 поршня 6. При цьому конус 20 поршня 6 взаємодіє з відповідною поверхнею 21 різцеутримувачів 13 і висуває їх у радіальному напрямку до контакту армованих різців 14 із трубою, яку необхідно відрізати. У ході подальшого висування різцеутримувачів 13 армовані різці 14 вриваються у трубу і перерізають її, при цьому охолодження різців 14 та вилучення залишків різання забезпечують направлені радіальні циркуляційні канали 24 поршня 6 шляхом спрямування циркуляційної рідини безпосередньо на різці 14. У момент, коли аварійна труба буде повністю прорізана (див. рис. 1, б), про що буде свідчити падіння тиску за рахунок відкриття поршнем 6 радіальних каналів 2 корпусу 1, утримуюче кільце 15 під дією пружини 16, що опирається на втулку 17, зафіксує різцеутримувачі 13 від повернення у вихідне положення, що забезпечить утримування на армованих різцях 14 відрізаної труби під час вилучення її на поверхню після скидання тиску промивальної рідини і повернення поршня 6 у вихідне положення за допомогою пружини 18.

Потрібно зауважити, що фіксацію від осьового обертання поршня 6 під час його роботи забезпечують утримуючий палець 8, установлений у радіальному отворі 7 корпусу 1, та повздовжня канавка 23 поршня 6, а фіксацію від переміщення

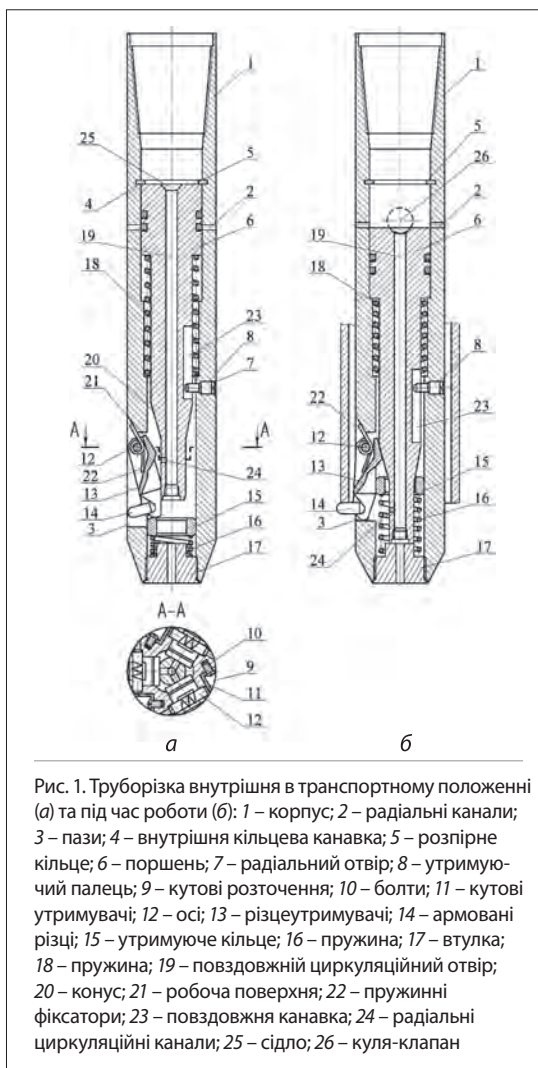


Рис. 1. Труборізка внутрішня в транспортному положенні (а) та під час роботи (б): 1 – корпус; 2 – радіальні канали; 3 – пази; 4 – внутрішня кільцева канавка; 5 – розпірне кільце; 6 – поршень; 7 – радіальний отвір; 8 – утримуючий палець; 9 – кутові розточення; 10 – болти; 11 – кутові утримувачі; 12 – осі; 13 – різцеутримувачі; 14 – армовані різці; 15 – утримуюче кільце; 16 – пружина; 17 – втулка; 18 – пружина; 19 – повздовжній циркуляційний отвір; 20 – конус; 21 – робоча поверхня; 22 – пружинні фіксатори; 23 – повздовжня канавка; 24 – радіальні циркуляційні канали; 25 – сідло; 26 – кулі-клапан

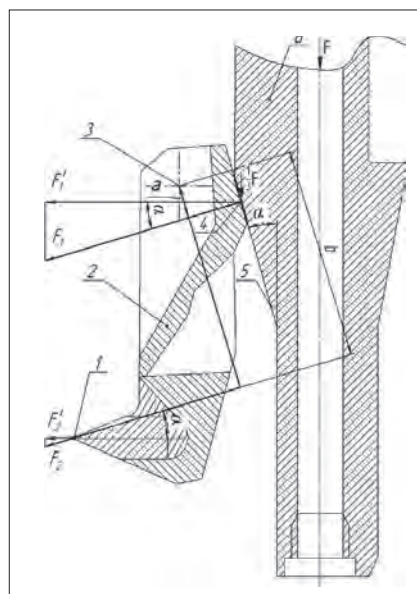


Рис. 2. Розрахункова схема визначення максимального тиску, за якого відбувається процес різання без руйнування різців, а також сили притиснення різця до труби: 1 – різець; 2 – різцеутримувач; 3 – вісь; 4 – опорна поверхня різцеутримувача; 5 – робоча поверхня поршня; 6 – поршень

поршня 6 вверх під час спуску труборізки в свердловину забезпечує розпірне кільце 5, установлене у внутрішній кільцевій канавці 4 корпусу 1.

Для забезпечення різання труби колони НКТ в умовах поглинання свердловиною рідини промивання використовується кулі-клапан 26,

яка встановлюється в розточення (сідло) 25 поршня 6, що дає можливість використовувати труборізку без циркуляції рідини промивання.

У разі технологічної необхідності оперативну заміну різцеутримувачів 13 із армованими різцями 14, що розташовані на осях 12 у пазах 3 корпусу 1, забезпечують кутові утримувачі 11, які кріпляться за допомогою болтів 10 у кутових розточеннях 9 корпусу 1 і фіксують осі 12.

Із метою використання труборізки тільки для відрізання необхідно встановити різцеутримувачі з кутовою формою різців, вилучити з її конструкції утримуюче кільце 15 та пружину 16. Тоді, під час відрізання аварійної труби, поршень 6 за допомогою пружини 18 переміститься вгору, а пружинні фіксатори 22 повернуть різцеутримувачі 13 із армованими різцями 14 у вихідне положення, тобто всередину труборізки, що дасть змогу без перешкод вилучити її на поверхню [5].

Одним із головних параметрів під час використання труборізки є тиск, що діє на поршень. Для визначення максимального тиску, за якого відбувається процес різання без руйнування різців, використовують схему (рис. 2).

Тиск розраховуємо за формулою:

$$p = \frac{F}{S}, \quad (1)$$

де p – тиск, Па; F – сила, яка переміщує поршень, Н; S – площа поршня, м².

Сила F розподіляється на три різцеутримувачі порівну, тому на один різцеутримувач діє сила $\frac{1}{3}F$.

Сила притискання різця до труби F'_2 рівна до зусилля руйнування N , за якого відбувається руйнування паяного з'єднання різця з різцеутримувачем:

$$N = F'_2. \quad (2)$$

Зусилля руйнування N визначається з умови міцності на зріз під час роботи шару паяного шва [6]:

$$\tau = \frac{N}{2,5 \delta l} k, \quad (3)$$

де τ – допустиме напруження руйнування, МПа; N – зусилля руйнування, Н; δ – товщина різця, мм; l – довжина шару накладання шва, мм; k – коефіцієнт запасу міцності ($k = 2,5-3,0$).

Тоді

$$N = \frac{2,5 \tau \delta l}{k}. \quad (4)$$

Сила F'_2 із урахуванням кута між її складовими (кут дії похилої поверхні поршня на похилу поверхню різцеутримувача) розраховується за формулою:

$$F'_2 = F_2 \cos \alpha, \quad (5)$$

тоді:

$$F_2 = \frac{F'_2}{\cos \alpha}. \quad (6)$$

Із умови рівноваги моментів сил, які виникають у разі взаємодії сили на плече, можна вивести:

$$F_1 a = F_2 b, \quad (7)$$

де F_1 , F_2 – складові сили, які спрямовані паралельно одна одній, Н; a , b – плечі, м.

Тоді з урахуванням формули (6) можна записати:

$$F_1 = \frac{F'_2 b}{a \cos \alpha}, \quad (8)$$

також сила F_1 визначається за формулою:



Рис. 3. Труборізка після застосування

$$F_1 = \frac{1}{3} \frac{F}{\sin \alpha}, \quad (9)$$

Порівнявши вирази за формулами (8) і (9), силу F можна визначити за формулою:

$$F = \frac{3 F'_2 b \operatorname{tg} \alpha}{a}. \quad (10)$$

Знаючи силу переміщення поршня F із урахуванням максимальної сили притискання різця до труби F'_2 , визначимо максимальний тиск p , за якого відбувається руйнування паяного з'єднання різця з різцеутримувачем:

$$p = \frac{3 F'_2 b \operatorname{tg} \alpha}{S a}. \quad (11)$$

На основі вищевикладених розрахунків було визначено ефективні режими різання труборізкою, за яких забезпечується цілісність різців під час різання.

зання.

2013 р. під час проведення капітального ремонту св. 257 Шебелинського ГКР виникла необхідність відрізання прихопленої колони НКТ Ø 73 мм за допомогою труборізки. Фахівці ГПУ «Шебелинкагазвидобування» та УкрНДІгазу прийняли спільне рішення щодо застосування розробленої труборізки внутрішньої, обладнаної різцеутримувачами з кутовою формою різців, вона не містила утримуючого вузла. Під авторським наглядом фахівців УкрНДІгазу успішно виконано відрізання НКТ за режимів, вказаних у табл.

Після вилучення труборізки зі свердловини пошкоджень та поломок деталей не виявлено, а твердосплавні напайки на різцях мають незначне зношення (рис. 3). Місце відрізу НКТ чисте і рівне, що свідчить про правильність вибору режиму різання.

Висновок

Отже, забезпечення підрозділів капітального ремонту нафтогазовидобувних підприємств розробленою труборізкою внутрішньою сприятиме підвищенню ефективності аварійно-відновлювальних робіт, що дасть змогу ввести в експлуатацію більшу кількість недіючих свердловин і отримати приріст видобутку вуглеводнів.

Список літератури

1. Ясов В.Г. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин / В.Г. Ясов. – Ивано-Франковск: ИФНТУНГ, 2002. – 194 с.
2. Пустовойтенко И.П. Предупреждение и методы ликвидации аварий и осложнений в бурении / И.П. Пустовойтенко. – М.: Недра, 1987. – 237 с.
3. Гасанов А.П. Восстановление аварийных скважин / А.П. Гасанов. – М.: Недра, 1983. – 128 с.
4. Пат. 34043 Україна, МПК E21B 29/00. Труборізка внутрішня / Коцаба В.І., Дячук В.В., Синюк Б.Б. та ін. – Опубл. 25.07.2008, Бюл. № 14.
5. Світлицький В.М. Ловильні роботи у свердловинах / В.М. Світлицький, В.П. Троцький, С.В. Кривуля, В.І. Коцаба. – Х.: ТОВ «Оберіг», 2010. – 192 с.
6. Анурьев В. И. Справочник конструктора-машиностроителя: в 3 т. / Анурьев В. И. – М.: Машиностроение, 1978. – 557 с. – Т. 3. – 5-е изд., перераб. и доп.

Таблиця

Режими відрізання НКТ на св. 257 Шебелинського ГКР

Параметр	Одиниці вимірювання	Значення
Глибина відрізання (від стола ротора)	м	8,5
Тиск промивальної рідини	МПа (кг/см ²)	3,5–4,0 (35–40)
Частота обертання гідроротора	с ⁻¹ (об/хв)	0,38 (23)
Тиск у гідросистемі ротора	МПа (кг/см ²)	2,0–3,0 (20–30)
Час відрізання	с (хв)	360 (6)

© Ю.Д. Петрина

д-р техн. наук

Б.Р. Шуляр

Д.Ю. Петрина

д-р техн. наук

ІФНТУНГ

Оцінка тріщиностійкості магістральних трубопроводів за ударною в'язкістю

УДК 539.4

Тріщиностійкість магістральних трубопроводів оцінюють за критичними коефіцієнтами інтенсивності напружень. Через методичні складності у визначенні K_{IC} останній пропонують часто оцінювати за ударною в'язкістю. Проте визначення в'язкості руйнування K_{IC} за результатами випробувань ударної в'язкості для сталі 17Г1С-У може в окремих випадках призводити до суттєвих похибок.

Ключові слова: магістральні трубопроводи, тріщиностійкість, ударна в'язкість, в'язкість руйнування.

Трещиностойкость магистральных трубопроводов оценивают по критическим коэффициентам интенсивности напряжений. В связи с методическими сложностями в определении K_{IC} последний предлагают часто оценивать ударной вязкостью. Однако определение вязкости разрушения K_{IC} по результатам испытаний ударной вязкости для стали 17Г1С-У может в отдельных случаях приводить к существенным погрешностям.

Ключевые слова: магистральные трубопроводы, трещиностойкость, ударная вязкость, вязкость разрушения.

Crack resistance of think pipelines is estimated by critical stress intensity factors. Because of methodical complexity of K_{IC} determination. However the determination of fracture toughness by impact data for 17Г1С-У steel can sometimes result in essential errors.

Key words: trunk pipelines, crack toughness, impact strength, fracture toughness.

Розрахунки на міцність магістральних трубопроводів виконують за класичними методами, враховуючи можливі відхилення у несприятливий бік уведенням коефіцієнтів запасу міцності [1].

Однак останнім часом інтенсивного розвитку набули дослідження з оцінки залишкової міцності магістральних трубопроводів через критичні коефіцієнти інтенсивності напружень, тобто їх здатності чинити опір поширенню тріщин [2]. У зв'язку з цим в Україні було введено нормативні документи [3, 4] із розрахунку залишкової міцності магістральних трубопроводів із дефектами, що свідчить про підвищення активності у вивченні досліджуваної проблеми.

Короткочасне поширення тріщин досліджували на нормалізованих зразках, виготовлених зі сталі 17Г1С-У. Заготовки для зразків вирізали із реальних труб запасу із діаметром 1020 мм і товщиною стінки 12 мм. Хімічний склад сталі відповідав ТУ 14-1-1950-77. Випробування проводили на циліндричних зразках із попередньо наведеною втомною осесиметричною тріщиною під час розтягу за допомогою розривної машини УМ-5А.

Використовували загальновідомі методики нанесення

втомних тріщин, механічних випробувань на K_{IC} і підрахунку його величини [5, 6].

Результати випробувань на K_{IC} показано на рис. 1. Із підвищенням температури величина K_{IC} зростає. Однак, досягнувши $T_{\text{випр}} \approx 240$ К, в експерименті не виконуються умови плоскої деформації, що призводить до недостовірної оцінки K_{IC} . Ці дані показано на рисунку пунктирною лінією.

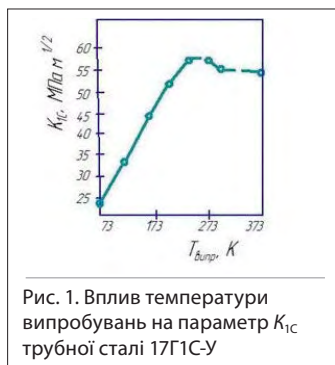
Тому потрібно зазначити, що правомірність оцінки тріщиностійкості трубних сталей за показниками K_{IC} пов'язана із великими труднощами, оскільки для них зазвичай не застосовуються обмеження, що накладаються лінійною механікою руйнування на величину пластичної деформації у вершині тріщини з урахуванням довжини останньої та розмірів досліджуваних зразків. З огляду на методичні труднощі під час експериментального визначення в'язкості руйнування трубних сталей, дані робіт [3, 4] пропонують скористатися емпіричною залежністю, що зв'язує ударну в'язкість за певної температури з величиною K_{IC} :

$$K_{IC} = 0,1 \sqrt{0,1 \frac{E}{1-\mu^2} KCV}, \quad (1)$$

Таблиця

Вплив температур випробувань на ударну в'язкість і розрахункові значення K_{IC} трубної сталі 17Г1С-У

$T_{\text{випр}}, \text{K}$	KCV	Розрахункове значення K_{IC}
73	1,66	19,7
23	1,66	19,7
173	1,66	19,7
180	21,7	71,2
200	68,3	126,4
220	135	177,7
250	190	204,3
270	200	209,66
323	200	209,66
373	200	209,66



де E – модуль пружності; μ – коефіцієнт Пуассона; KCV – ударна в'язкість за Шарні.

Однак випадки різної структурної чутливості в'язкості руйнування і ударної в'язкості можливі [7].

Щоб з'ясувати це питання, ми провели серійні випробування на ударну в'язкість зразків зі сталі 17ГІС-У, результати яких показано на рис. 2.

Користуючись формулою (1) і даними рис. 2, підрахуємо прогнозовані значення K_{IC} і внесемо їх до таблиці.

Висновок

Отже, як видно з порівняння отриманих розрахункових і експериментальних значень K_{IC} (див. дані рис. 1 і таблиці), в цьому експерименті між ними не встановлено кореляційного зв'язку.

Порівняння результатів випробувань на K_{IC} і ударну в'язкість (див. рис. 1 та 2) свідчить про те, що в той час, як ударна в'язкість у межах температур від 73 до 173 К для сталі 17ГІС-У залишається на низькому (практично постійному) рівні, значення K_{IC} зростають майже удвічі.

Ці дані суперечать методиці визначення K_{IC} за величиною ударної в'язкості, згідно з якою між K_{IC} і KCV повинен існувати прямо пропорційний зв'язок. Така невідповідність викликана тим, що ударну в'язкість визначають на ділянці крихкого руйнування (див. рис. 2), а параметр K_{IC} – на ділянці переходу від крихкого до в'язкого руйнування (див. рис. 1). Говорити про якісь кореляційні зв'язки між K_{IC} і ударною в'язкістю за випробувань вище 240 К не має ніякого сенсу, оскільки оцінка K_{IC} у цьому температурному діапазоні недостовірна.

У подальшому планується провести дослідження на предмет оцінки в'язкості руйнування K_{IC} трубних сталей за їх іншими механічними характеристиками.

Список літератури

1. **Трубопровідний** транспорт газу / М.П. Ковалко, В.Я. Грудз, В.Б. Михалків [та ін.]. – К.: Агентство з раціонального використання енергії та екології, 2002. – 600 с.
2. **Оцінка** тріщиностійкості магістральних трубопроводів за критичними коефіцієнтами інтенсивності напружень / Є.І. Крижанівський, В.П. Рудко, О.О. Онищук, Д.Ю. Петрина // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2003. – № 1 (6). – С. 6–11.
3. **ВБН В.2.3-0008201. 04-2000.** Розрахунки на міцність діючих магістральних трубопроводів з дефектами. – К.: Держнафтогаз-пром, 2000. – 57 с.
4. **ДСТУ – НБВ.2.3.21:2008.** Настанова визначення залишкової міцності магістральних трубопроводів з дефектами. – К.: Міжрегіонбуд України, 2008. – 68 с.

5. **ГОСТ 25.506-85.** Расчеты и испытания на прочность. Методы механических испытаний металлов. Определение характеристик трещиностойкости (вязкости разрушения) при статическом нагружении. – М.: Изд-во стандартов, 1985. – 62 с.

6. **Механика** разрушения и прочность материалов: Справ. пособие: в 4-х т. / под общей ред. Панасюка В.В. – К.: Наукова думка, 1988. – Т. 3: Характеристика кратковременной трещиностойкости материалов и методы их определения / С.Е. Ковчик, Е.М. Морозов. – 436 с.

7. **Романив О. Н.** О некоторых случаях различной структурной чувствительности вязкости разрушения и ударной вязкости / О.Н. Романив, А.Н. Ткач, А.С. Крыськив // Физ.-хим. механика материалов. – 1978. – № 6. – С. 46–71.

Автори статті



Петрина Юрій Дмитрович

Закінчив механічний факультет Львівського політехнічного інституту, доктор технічних наук, професор, член-кореспондент Гірничої академії України. Працює завідувачем кафедри технології нафтогазового машинобудування ІФНТУНГ. Коло наукових досліджень: міцність і довговічність нафтогазового обладнання, продовження ресурсу трубопровідного транспорту України. Автор близько 280 наукових публікацій, більше 50 авторських свідоцтв СРСР і патентів України.

Шуляр Богдан Романович

Аспірант кафедри технології нафтогазового машинобудування ІФНТУНГ. Закінчив ІФНТУНГ за спеціальністю технологія машинобудування (спеціалізація: технологія нафтогазового машинобудування). Напрямок наукової діяльності: продовження ресурсу трубопровідного транспорту України.



Петрина Дмитро Юрійович

Доктор технічних наук, завідувач кафедри механіки машин ІФНТУНГ. Закінчив ІФНТУНГ за спеціальністю інженер-механік (спеціалізація: технологія нафтогазового машинобудування). Напрямок наукових досліджень: стратегія продовження ресурсу та впровадження комплексу технологій реновації трубопровідного транспорту України, технологічні методи підвищення міцності бурової колони.



© Г.С. Поп

д-р хім. наук

Ю.С. Бодачівський

О.Є. Донець

Інститут біоорганічної хімії

та нафтохімії НАН України

Оливорозчинні емульгатори-стабілізатори на базі вищих жирних кислот олій для нафтогазової галузі

УДК 665.3:665.7.038.2

Огляд присвячено аналізу сировинних ресурсів вищих жирних кислот природного походження, шляхів і методів їх хімічної трансформації в поверхнево-активні речовини у поєднанні з комплексним підходом до створення і використання дисперсних систем у нафтогазовидобувній галузі.

Ключові слова: біосировина, вищі жирні кислоти, поверхнево-активні речовини, дисперсні системи.

Обзор посвящен анализу сырьевых ресурсов высших жирных кислот природного происхождения, путей и методов их химической трансформации в поверхностно-активные вещества вместе с комплексным подходом создания и использования дисперсных систем в нефтегазодобывающей отрасли.

Ключевые слова: биосырье, высшие жирные кислоты, поверхностно-активные вещества, дисперсные системы.

Review is devoted to analysis of bioraw materials such as higher fatty acids, ways and methods of their chemical transformations into surfactants in combination with a comprehensive approach to creating and application of disperse systems in oil and gas recovery.

Key words: bioraw materials, higher fatty acids, surfactants, disperse systems.

В утворенні емульсійних інвертних систем основну роль відіграє оливорозчинний емульгатор – поверхнево-активна речовина (ПАР), здатна знижувати міжфазовий поверхневий натяг (σ) на межі поділу вуглеводневої рідини–водна фаза так, щоб під час перемішування частинки водної фази диспергувалися у вуглеводневому середовищі до найменших крапель. Адсорбуючись на їх поверхні, емульгатор виконує й іншу важливу функцію – створює захисний бар'єр, що попереджає коалесценцію новоутворених крапель і забезпечує стабільність емульсій.

На сьогодні відомо багато олійнорозчинних емульгаторів-стабілізаторів інвертних систем – емульсій, суспензій, пін та їх сумішей. Із них найширше застосування отримали ПАР, основним компонентом яких є вищі жирні кислоти (ВЖК) та їх чисельні азотвмісні похідні, що зумовлено як доступністю і низькою вартістю сировинних ресурсів, так і розробленістю технологічних і відносно дешевих методів їх синтезу. Однак ПАР нафтохімічного походження токсичні й канцерогенні, а продукти їх деструкції в живих організмах здатні до біоакмуляції (накопичення). Можливість втягнення їх в кругообіг речовин у природі за біорозщеплюваності мікроорганізмами у навколишньому середовищі всього на 30–40 % зобов'язала чисельних дослідників повернутися до розроблення ПАР і технологічних систем на основі відтворюваної біосировини, зокрема продуктів олеохімії [1–4]. Узагальненню відомих шляхів і методів синтезу емульгаторів-стабілізаторів на базі олій у поєднанні з комплексними підходами до створення, стабілізації і використання інвертних дисперсних систем для нафтогазової галузі і присвячена ця робота.

Аналіз науково-технічної і патентної інформації вказує на те, що заміна нафтохімічної сировини і зменшення техногенного навантаження на ґрунти, водойми та підземні води значною мірою досягається використанням рослинних олій, тваринних жирів і побічних продуктів їх виробництва, які,

поруч із синтетичними жирними кислотами (СЖК) і кислотами талової олії, складають найчисельнішу групу ВЖК для синтезу ПАР і створення композиційних систем різноманітного технічного призначення [3, 4].

Здебільшого ВЖК отримують шляхом гідролізу чи омилення олій, жирів і супутніх їм продуктів, що являють собою естери гліцерину [3–5]. Насичені ВЖК $C_nH_{2n+1}COOH$ представлені в них, головним чином, фрагментами лауринової, міристинової, пальмітинової, стеаринової і арахідової кислот, а ненасичені – з однією чи кількома подвійними зв'язками у молекулі (від $C_nH_{2n-1}COOH$ до $C_nH_{2n-g}COOH$) репрезентовані олеїновою, еруковою, лінолевою і ліноленовою кислотами. Склад кислотних фрагментів та їх співвідношення різняться залежно від походження, природи гліцеридів та умов отримання і можуть змінюватися під час зберігання та зміни зовнішніх чинників.

Отримання ПАР на основі тригліцеридів зводиться до зв'язування кислотних залишків $RCOO^-$ із йонами металів чи органічними основами з утворенням здатних до дисоціації солей – аніонактивних ПАР або відомих синтезу функціональних похідних жирних кислот відомих хімічними методами. Властивості цих речовин залежать передусім від гідрофільно-ліпофільного балансу (ГЛБ), який характеризує ступінь взаємодії молекул із розчинником (водою) окремих груп дифільних молекул, наприклад гідрофільних $-OH$ і $-COO^-$ -груп, та довжини ацильних залишків, що відповідають за гідрофобні властивості.

Умовним кордоном між гідрофільними і ліпофільними ПАР є групове число за шкалою Гріффіна [4]. Оливорозчинні ПАР, що характеризуються числами ГЛБ нижче 10, наприклад 3–6, є емульгаторами зворотних емульсій “вода в олії” (в/о), а водорозчинні ПАР із ГЛБ вище 10, наприклад 8–18, – емульгаторами прямих емульсій “олія у воді” (о/в). Шкала ГЛБ, окрім підбору емульгатора, є важливою ще й для з'ясування іншо-

го призначення ПАР. Так, за ГЛБ=1–3 амфіфілі проявляють властивості піногасників, 7–8 – мийних і засобів чищення, 7–11 – змочувачів, 10–15 – детергентів, 10–18 – солюбілізаторів [4].

Історично першими біоПАР були речовини, одержані шляхом омилення поташем (зола) чи содою жирів [5]. Калієві й натрові солі карбонових кислот, загальновідомі як мила, досі становлять близько половини світового виробництва ПАР (понад 11 млн т) [4] і широко використовуються у різноманітних галузях народного господарства [3–5]. Під час розроблення технологічних систем на вуглеводневій основі як основні ПАР застосовують солі полівалентних металів. Додатковими ПАР, які слугують не лише емульгаторами-стабілізаторами, а й структуроутворювачами і регуляторами реологічних властивостей ІД, є переважно продукти взаємодії індивідуальних та сумішей ВЖК, їх естерів або безпосередньо олій і жирів з моно-, ді-, три-, тетра- й поліамінами, спиртами, аміноспиртами, а також їх чисельні оксіетильовані похідні. Оскільки склад і технологія одержання цих продуктів є власністю фірм-розробників, інформація щодо їх синтезу і фізико-хімічних властивостей в опублікованій літературі малодоступна. В окремих довідниках зібрано лише загальні відомості про емульгатори [4]. Їх технологічні властивості подано під шифрами, не зв'язаними з хімічною будовою, а розроблені зарубіжними фірмами зворотні системи охарактеризовано в довіднику [6] та композит-каталозі [7] у рамках комерційної інформації. Хоча ці відомості, на відміну від засобів побутового призначення [4], не містять конкретних даних щодо методів одержання ПАР і створення технологічних композицій, у них чітко простежується екологічна спрямованість і створення технічних систем переважно на основі відтворюваної олеохімічної сировини.

Серед таких синтетичних емульгаторів-стабілізаторів ІД для різних технологічних процесів під час будівництва, експлуатації і ремонту нафтових, газових, газоконденсатних свердловин одними з перших були продукти конденсації олеїнової кислоти з чотирьохатомним спиртом пентаеритритом – емульфор і пентол [8]. Це масляниста суміш моно- і діестерів золотисто-жовтого кольору, яка в необмежених кількостях змішується з водою, вуглеводнями, жирами і олівами. Утворені ними емульсії стійкі під час зберігання, заморожування, нагрівання, але через високий ГЛБ та глибоке проникнення високогідратованих молекул ПАР у порове середовище погіршують фільтраційні характеристики порід-колекторів при-свердловинної зони.

Наступний продукт конденсації олеїнової кислоти з триетаноламіном (ТЕА) – оленол [7], який відповідно до ТУ 2458-008-18947160-2001 належить до важкогорючих речовин і являє собою в'язку рідину від коричневого до темно-коричневого кольору з кислотним числом (к.ч.) не більше 10 мг КОН/г, аміним числом (а.ч.) не менше 30 мг НСІ/г, температурою спалаху понад 200 °С. За токсичністю він належить до 4-го класу – малонебезпечна речовина. Для приготування 1 м³ ІД потрібно від 10 до 40 кг реагенту, залежно від складу емульсійного розчину, виду і складності технологічного процесу. Термостабільність таких зворотних емульсій не перевищує 80 °С, а фільтрація досить значна. За нормальної температури такі емульсії практично безперешкодно проходять через па-

перові фільтри. Це пояснюється високими пластичними властивостями міжфазних шарів ПАР і малим розміром глобул. В умовах підвищених температур через недостатню поверхневу активність оленолу, незадовільну міцність стабілізаційних прошарків і, як наслідок, легке руйнування ІД у складі фільтрату наявна вільна водна фаза.

Численні емульсійні системи розроблені з використанням біологічно розкладаваних емульгаторів «Span» із ГЛБ 1,8–4,7, що являють собою продукти естерифікації шестиатомного спирту сорбітолу олеїновою чи стеариновою кислотами [4, 8]: Span-60 (ГЛБ=4,7) і Span-65 (4,6) – моно- і тристеарат сорбітану, Span-80 (4,3) і Span-85 (4,2) – моно- і триолеат сорбітану. Ці ПАР добре розчинні в оливах та етиловому спирті. Утворені ними емульсії стійкі в температурному діапазоні від мінус 15 до +50 °С. Завдяки приведеним властивостям їх використовують переважно в харчовій і фармацевтичній промисловостях та обмежено – в нафтогазовій галузі. Частково це зумовлено невідповідністю ГЛБ емульгаторів «Span» дисперсійному олівному середовищу. Наприклад, за спроби використання екологічно безпечних олій хохоби, ріпаку, бавовни, арахісу, які мають ГЛБ=6–7, або пальмової і кукурудзяної олій із ГЛБ 10 підібрати індивідуальний емульгатор із таким же ГЛБ досить складно. Для цього використовують композиційний метод підбору емульгатора-стабілізатора [3, 4].

Оксіетильованням продуктів сорбітану та вищих жирних кислот у широкому діапазоні зміни довжини ланцюгів кислот і ступеню оксіетильовання отримують етоксилати естерів сорбітану з різним ГЛБ, відомі під торговою назвою «Tween»: Tween 60 (ГЛБ=14,9), Tween 80 (ГЛБ=15,0). Ці ПАР добре розчиняються у воді і органічних розчинниках, легко змішуються з вуглеводнями і жирами. Вони широко застосовуються як нетоксичні гідрофільні емульгатори емульсій типу о/в, включаючи мазі й емульсії медичного призначення, солюбілізатори і стабілізатори багатьох ІД із концентрацією водної фази до 90 %. Основними емульгаторами останніх систем слугують гідрофобні ПАР із низьким ГЛБ типу «Span», які найбільш поширені на теренах СНД. Так, для ріпакової олії, комбінуючи Span 60 із масовою долею у суміші n і Tween 60 – $(1-n)$, із рівняння $4,7n+14,9(1-n)=6$ знаходимо вміст у суміші: Span 60 – 87 % і Tween 60 – 13 %. Аналогічно для кукурудзяної олії – відповідно 48 і 52 %.

Завдяки систематичним дослідженням естерів олеїнової кислоти з сорбітаном і пентаеритритом установлено, що вони мають вищу поверхневу активність (на межі розчин ПАР у кислоті – вода поверхневий натяг $\sigma=6,7$ мН/м) і забезпечують утворення більш тонкодисперсних емульсій, ніж аналогічні естери стеаринової кислоти ($\sigma=8,0$ – $9,3$ мН/м). Проте останній має покращену стабілізуючу здатність за менших концентрацій. Так, діаметр крапель води d , утворених діолеатом пентаеритриту у вазеліновій оліві сягає $2,2 \cdot 10^{-6}$ м, а період напіврозпаду ІД – 3 доби, тоді як емульсія, стабілізована аналогічним дістеаратом за $d=31,8 \cdot 10^{-6}$ м, стійка більше року. Потрібно зауважити, що додавання до діолеату пентаеритриту естерів насичених кислот призводить до стрімкого підвищення як стійкості емульсій, так і дисперсності внутрішньої фази, досягаючи 40 % вмісту глобул води з $d=1,1 \cdot 10^{-6}$ м.

Підвищення ефективності та здешевлення ПАР досягають шляхом трансестерифікації жирів чи олій метиловим або

етилловим спиртами [1–4, 9] із подальшою взаємодією естерів із моноетаноламіном (МЕА) за 120–130 °С чи аліфатичними амінами за наявності СаО як каталізатора, підтримуючи мольне відношення ВЖК(естер)–амін рівним 1 до (1,1–1,3). Згідно з промисловим способом [10], процес проходить три стадії: на першій температуру підтримують у межах 25–90 °С, на другій – 90–160 °С, на третій – 140–260 °С протягом 6–8 год. Синтезовані амідні насичених і ненасичених ВЖК належать до НПАР і є вихідними сполуками для одержання солей сульфостерів алкілоламідів жирних кислот – одного із найважливіших класів аніонних емульгаторів-стабілізаторів. Звісно, попереднє отримання метилових чи етилових естерів ВЖК, як і необхідність відділення від продуктів реакції низькомолекулярних спиртів, особливо пожежонебезпечного і отруйного метанолу, ускладнюють технологію. Усунення цих недоліків досягнуто авторами [11] шляхом взаємодії олій (соняшникова, ріпакова) та яловичого жиру з амінами (етилендіамін, діетилентриамін, триетилтетраамін, поліетиленполіамін) в одну стадію за мольного співвідношення триацилгліцерин–амін, що дорівнювало 1:(1÷3) при 50–160 °С протягом 30–150 хв зі ступенем перетворення вихідних речовин 90–98 %. Протикокрозійний захисний ефект за методом поляризаційного опору (ГОСТ 4233-77), який характеризує адсорбційну здатність цих ПАР, сягає 72–99 %.

За подібних умов синтезовано ряд катіонних ПАР [12] – комплексних сполук ВЖК олій із МЕА та α -алкілетилендіамінами (алкіл – фракції C_{8-20} та C_{11-15}), які завдяки протонуванню амінів Cl^- -іонами, перезарядці поверхні сталі й посиленню адсорбції амінів мають не тільки інгібіторний захист (до 91,5 %) ст.3 від корозії у 0,05 моль/л фоновому розчині HCl, а й за концентрації 100 мг/л забезпечують високу бактерицидну активність відносно сульфатвідновлюючих бактерій пластових вод. Проте їх емульгувальні властивості залишаються посередніми.

За твердженням авторів патенту [13], кращими емульгаторами є продукти кислотного гідролізу жирів чи олій із подальшою конденсацією ЖК із вуглеводневим ланцюгом C_{8-24} із діетаноламіном (ДЕА) за мольного співвідношення реагентів 1:(1÷3) і 90–180 °С протягом 4–5 год. Під час взаємодії вихідних компонентів спочатку утворюється триборатдіетаноламін, а після взаємодії з ЖК – моно-, ді- чи триаміди, які і є активною основою емульгатора. Триборатдіетаноламін одночасно є і каталізатором для розщеплення тригліцеридів ЖК із вивільненням гліцерину в кількості 0,5–2,5 % об. Одержана таким чином активна основа емульгатора під час розчинення у вуглеводневих розчинниках (нефрас, дизельне паливо тощо) набуває товарної форми такого складу, % мас.: олієрозчинна ПАР – 10–30, вуглеводневий розчинник – до 100 або олієрозчинна ПАР – 10–30, гліцерин – 0,5–2,5, вуглеводневий розчинник – до 100. Вміст ПАР 10–30 % є оптимальним, оскільки за концентрації, меншої за 10 %, властивості емульсії погіршуються, а більшої за 30 %, – вже майже не змінюються. Одержаний емульгатор характеризується низькою температурою застигання, високими емульгувальною здатністю та термостабільністю.

Німецькі дослідники [14] довели, що методом прямого амідування тригліцеридів із ацилними залишками C_{6-22} моно- і діалканоламінами за наявності кислотного каталізатора можна отримати алканоламіди жирних кислот із більш ви-

соким виходом, ніж завдяки використанню метилових естерів відповідних карбонових кислот. За цим методом на базі ріпакової олії синтезовано широкий спектр усіх видів ПАР [15].

Естери та аміносолі кислот шерстяного жиру і ТЕА (еком) у концентрації 2–5 % ефективні в технологічних системах для підвищення продуктивності нафтових і газових свердловин [16], а у поєднанні з нафтенатом натрію (15–18 %) перевершують аналогічні ПАР на основі СЖК у рідинах для глушіння і консервації свердловин у умовах, ускладнених обводненням [17].

Для одержання різних типів ПАР сировиною можуть слугувати не лише базові продукти, а й відходи від їх виробництва. Так, суміш гудронів рослинних і тваринних жирів (СГ), яка утворюється під час дистиляції жирних кислот із соапстоків олій (бавовняна, соняшникова) чи тваринних жирів і переважно складається з ненасичених і насичених ВЖК, стеаринів та їх естерів, госиполу та інших високомолекулярних сполук, використовують як природний емульгатор, або як допоміжну речовину у поєднанні зі СМАД-1, бітумом, емульгатором та іншими ПАР у розроблених складах різного призначення, або як вуглеводневий розчинник. За фізико-хімічними характеристиками СГ – однорідна, в'язка маса від темно-коричневого до чорного кольору з йодним числом – 60–85 мг I_2 /г, естерним числом – 50–165 мг КОН/г, к.ч. – 50–60 мг КОН/г, ч.о. – 160–220 мг КОН/г, температурою застигання – не вище 40 °С, густиною – 930–970 кг/м³. Загальний вміст органічних речовин у СГ досягає 99 %, неорганічних – 1,0–2,5 %, вологи – не перевищує 5 %. Більша частина продукту (від 80 до 100 %) розчиняється у вуглеводнях і майже не містить водорозчинних компонентів (0,4–0,6 %). Відносна молекулярна маса СГ знаходиться у межах 475–520. СГ має слабо виражені емульгуючі, стабілізуючі і гідрофобізуючі властивості, тому ефективна тільки за концентрації близько 30 %.

Шляхом хімічної трансформації гудронів рослинних і тваринних жирів МЕА утворюється суміш складних алкілоламідів, відома під товарною назвою «Украмін» [16]. Він являє собою пасту темно-коричневого кольору з температурою плавлення 45 °С та густиною 950 кг/м³, яка добре розчиняється у вуглеводнях і майже нерозчинна у воді. Цей емульгатор-стабілізатор ІД також має ряд недоліків. Серед основних із них:

1. Низька емульгуюча здатність, що призводить до збільшення як його витрат до 3–4 %, так і часу на приготування емульсії.

2. Слабка стабілізуюча здатність, яка відображається у високій фільтрації – понад 16 см³/30 хв, низькій ефективній в'язкості й структурній міцності ІД, що не дає змоги безпосередньо використовувати їх у тривалих технологічних процесах капітального ремонту, зокрема під час глушіння свердловин, та як бурові промивальні рідини.

3. Необхідність введення активного твердого дрібнозернистого наповнювача типу крейди у кількості 100–200 г/л для зменшення фільтрації.

4. Утворення в результаті взаємодії МЕА з альдегідною групою госиполу, що міститься в гудронах, колоїдно набрякаючих у вуглеводнях сполук, які разом із фосфатидами та жирними кислотами, які не прореагували, погіршують емульгуючу здатність укramіну і потребують введення в систему додаткових реагентів.

Іншим прикладом побічних продуктів виробництва олій, які вдало використовують у технологічних процесах видобування вуглеводнів, є соапстоки і фосфатидний концентрат (ФК) [5]. Соапстоки – продукти омилення лугами вільних жирних кислот, власне мила, у концентрації $0,60 \div 1,33$ % мас., запропоновані для емульгування нафти у пластовій воді із загальною мінералізацією 262 г/л [18]. Одержана високоструктурована пряма емульсія рівномірно утримує в об'ємі до 50 % піску чи пропанту без помітного седиментаційного розділення, завдяки чому її рекомендовано як рідину-носії для гідрравлічного розриву пласта. За твердженням авторів [18], емульсія не погіршує проникності продуктивного пласта після гідроцілінування, сприяє підвищенню нафтовидобутку, а також придатна для глушіння, консервування і проведення перфораційних робіт у свердловинах. Проте декларована ефективність та універсальність, на нашу думку, є бажаною. Насправді, в реальних умовах вона не досягається, оскільки добре відомо [19, 20], що застосування прямих емульсійних систем не забезпечує збереження природних чи доремонтних колекторських властивостей продуктивного пласта.

ФК являє собою естери гліцерину з вищими насиченими (пальмитонова, стеаринова) і ненасиченими кислотами (олеїнова, ерукова, лінолева, ліноленова) та холіном – $\text{CH}_2\text{CH}_2\text{N}(\text{OH})(\text{CH}_3)_3$, коламіном – $\text{CH}_2\text{CH}_2\text{NH}_2$, серином – $\text{CH}_2\text{CH}(\text{NH}_2)\text{COOH}$ чи шестиатомним циклічним спиртом інозитом. Відповідно до ТУ 9146-203-00334534-97, це в'язкий продукт темно-коричневого кольору з густиною $950\text{--}1090$ кг/м³, який добре розчиняється у вуглеводнях і утворює емульсії з водою та водоолійними сумішами. ФК складається із фосфатидів (40–60 %), ефіронерозчинних речовин (1–5 %) і олій (39–59 %) із залишковою вологістю (0,5–3 %). Незважаючи на високий вміст поверхнево-активних фосфатидів, ФК тривалий час не знаходив кваліфікованого використання. Намагання запровадити у нафтогазовій галузі доступний, нетоксичний природний емульгатор-стабілізатор дисперсних систем для забезпечення екологічної рівноваги у районах видобування і переробки вуглеводневої сировини [21] також не дали бажаного результату. Додавання ФК у концентрації до 32 % не забезпечує належного структуроутворення і термостійкості дисперсних систем у широкому діапазоні реологічних властивостей. Утворені ними численні емульсії та суспензії без додавання допоміжних співПАР не придатні для надійного блокування поглинаючих пластів у процесі завершення будівництва і закриття свердловин.

Невдало виявилася і спроба приготування на основі ФК інвертних емульсій для глушіння і ремонту свердловин. Хоча фосфатиди і мають певні стабілізуючі властивості [22], через низьку поверхневу активність (міжфазовий натяг на межі вуглеводневого розчину з водою становить 11 мН/м) і емульгуючу здатність ФК якості приготування емульсій незадовільна. Навіть за уведення понад 10 % об. ФК і інтенсивного перемішування емульсії впродовж 2–3 год досягти необхідного ступеня диспергування не вдається: вже через добу система розшаровується. Звісно, практичного використання такі емульсії не отримали.

Певного підвищення стійкості і термостабільності зі зменшенням антифільтраційних втрат досягнуто регулюванням лужності ІД та обважнення системи крейдою чи

баритом [23]. Постульований авторами синергетичний ефект, зумовлений взаємодією вказаних компонентів, справді сприяє структуроутворенню і надає інвертній системі агрегативної стійкості завдяки взаємодії жирних кислот із $\text{Ca}(\text{OH})_2$ із утворенням при 80 °С кальцієвих мил. Останні, сорбуючись на природному карбонаті кальцію чи сульфаті барію, утворюють захисні стабілізаційні шари. Сформований гомогенний оптично-ізотропний і стійкий органогель за концентрації фосфоліпідів 7–10 % забезпечує істотне зниження фільтрації. Проте стійкість гелю обмежена температурою 80 °С. Руїнування викликає поява продуктів окиснення, присутність яких перешкоджає формуванню гелевої фази, а отже, запропоновані ІД не можуть використовуватися при високих температурах і придатні лише для короткотривалих робіт. Уже через 7–10 діб, а при >80 °С упродовж доби, системи розділяються на окремі фази, які в реальних умовах будуть відфільтровуватися у продуктивний пласт із усіма негативними наслідками, притаманними системам на водній основі, – ускладненням післяремонтного освоєння, а часто і необхідністю проведення робіт із декольматації привибійної зони пласта і відновлення продуктивності свердловин.

Подібні недоліки притаманні і гідратованій емульсії ФК із концентрованим розчином аміаку, яка за концентрації амонійно-фосфатидних солей 5,5–33,2 % мас. запропонована для глушіння і завершення будівництва свердловин [21]. Через водну основу та фільтрацію понад 4 см³/30 хв водний розчин цих солей проникає у привибійну зону свердловин і спричиняє незворотне погіршення фільтраційних характеристик порового середовища, що істотно ускладнює післяремонтне освоєння свердловин та їх подальшу експлуатацію. Це особливо важливо для високопроникних колекторів із низьким пластовим тиском, із яких часто надходження флюїду до експлуатаційного вибою після проведення ремонтних робіт припиняється, а робочі свердловини виводяться з розробки.

Екобезпечні ІД на базі олійно-жирової сировини широко використовуються як промивальні рідини і бурові розчини. Саме добавки омиленних лугами технічних тваринних і рибних жирів (марки СПРИНТ-33 і ТРИБОС) [24], відпрацьованих олій і тваринних жирів (серія реагентів з торговою назвою ЖИРМА) [25], жировмісних відходів ріпакової, соняшникової, лляної, рицинової олій (серії ФК) [24, 26, 27] і переробки риби (МОРЖ) [28], а також омиленних чи модифікованих етаноламінами (серії ФФ-На, ФФ-К, ФФ-МЕА) [29] та сульфуром сумішей [30], окрім стійкості й захисних якостей, надають ІД покращені змашуючі, протизайнірні і кольматуючі властивості за одночасного зниження піноутворення. Розроблені добавки поліфункціональної дії за концентрації у буровому розчині 0,3–2,0 % мають високу поверхневу активність, адгезійну і захисну здатність щодо металу, кількаразово зменшують липкість кірки глинистих розчинів, сальнікоутворення і небезпеку прихватів, крутний момент і коефіцієнт тертя між буровими штангами і стінкою свердловини, швидкість зношування бурового інструменту і кольматацию порового середовища водним фільтратом [24–30]. У розрахунку на одну свердловину економія експлуатаційних витрат становить понад 26 тис. дол. США. При цьому витрати на хімічні реагенти та вартість розчинів зменшуються на 12,5 тис. дол. США, а комерційна швидкість буріння підвищується на 4–5 %. Вартість бу-

дівництва свердловини загалом зменшується в середньому на 18,8 тис. дол. США [30].

Підвищена зацікавленість до ФК виникла з розробкою базового реагента на його основі [31]. Зручна товарна форма і сумісність із більшістю технологічних розчинів дали змогу розробити з його використанням і швидко впровадити ряд композицій для розкриття продуктивних пластів і капітального ремонту свердловин у густонаселених районах із близькими горизонтами питної і лікувальної вод [32, 33].

Подальше зростання активності й комплексне поліпшення емульгуючої і стабілізуючої здатності та термостабільності із одночасним зниженням енергетичних і матеріальних витрат досягнуто хімічною трансформацією ФК, зокрема етаноламінами за 120–125 °С [3, 34, 35]. Одержана складна суміш ПАР, названа фосфатидином, – це однорідні, тверді, парафіноподібні чи мастилоподібні продукти з кольором від світложовтого до темно-коричневого. Вона складається переважно з алкілоламідів і аміноестерів із вмістом активної основи від 63 до 90 %. Утворення в процесі синтезу 10–37 % мас. суміші гліцерину, гліцеролфосфатидів та їх аміних солей із неприємним аміним запахом, які не змішуються з основною масою фосфатидину і потрапляють до розряду відходів, зумовило пошук методів його усунення. Виходили з того, що під час додавання гашеного вапна чи оксиду кальцію (1,5÷3,0 %) досягаються гомогенізація системи і підвищення агрегативної стійкості ІД без витратного виділення активної частини продукту [34, 36]. До того ж, за сприяння лужного каталізатора $\text{Ca}(\text{OH})_2$ полегшується трансамідування і омилення гліцеридів. Висока поверхнева активність отриманої суміші алканоламідів і амідоестерів пришвидшує утворення тонкодисперсних емульсій. Підвищена стабільність забезпечується формуванням Са-гліцеролфосфатидами змішаного структурованого адсорбційно-сольватного шару, що запобігає коалесценції крапель води чи високодисперсних твердих додатків. За агрегативною стійкістю, електростабільністю, добовим відстоєм емульгатор на високоеруковій олії є ефективнішим [37] за його безеруковий аналог і переважає широкоживаний в промисловості емультал – естер СЖК і ТЕА.

Позитивного результату нам вдалося досягти і створенням композиційного реагенту шляхом додавання до ФК продуктів його трансамідування або циклоконденсації ВЖК олій та ФК із поліетиленполіаміном за наявності СаО. Реагент сумісний із усіма технологічними рідинами, які застосовують під час ремонту свердловин, виключає набухання глинистого матеріалу в пласті та не виявляє негативного впливу на проникливість колектора присвердловинної зони, не утворює нерозчинних осадів із пластовими флюїдами і має антикорозійні властивості. На його основі з додатковим використанням рослинних олій розроблено ряд полегшених до 530 кг/м³ і обважнених до 1740 кг/м³ ІД із регульованою стійкістю, адгезією, водовіддачею і структурно-реологічними параметрами, які апробовано на родовищах Західного Сибіру в процесах глушіння і завершення будівництва свердловин в умовах високопроникливих колекторів і аномальних пластових тисків [38–40]. Однак із підвищенням температури захисна органогелева структура, утворена кальцієвими милами разом із залишками гідратованих фосфатидів, які сорбуються на обважнювачах (CaCO_3 , BaSO_4) і краплях гідрофільної фази (вода, гліцерин),

послаблюється, і вже при 45 °С через 7–10 діб, а при >80 °С – упродовж доби системи діляться на дві фази. Малорозчинні дегідратовані фосфатиди не лише перестають виконувати стабілізаційну функцію, а й істотно погіршують проникність порового середовища привибійної зони в разі тривалого знаходження рідини у свердловині.

Ряд неіоногенних (жиринокс, ріпокс – оксіетильований свинячий жир та ріпакова олія відповідно), аніонних (сульфоріпокс – сульфований оксіетилат ріпакової олії) і катіонних ПАР (катіонний жир – продукт конденсації ріпакової олії кубовим залишком виробництва β -(оксіетил)-етилендіаміну фірми «Барва» (м. Івано-Франківськ) виявилися ефективними в процесах оброблення ПЗП і підвищення нафтовидобутку [41, 42]. Організовано їх дослідно-промислове виробництво. За результатами дослідно-виробничих випробувань у НГВУ «Долинанафтогаз» додатково видобуто в середньому 400–790 т нафти і 155 тис. м³ газу з кожної з оброблених свердловин. Порівняльні випробування довели, що як за зниженням міжфазового натягу на межі поділу з гасом, так і ефективністю нафтовилучення нові реагенти не поступаються превоселу виробництва фірми «Буна» (Німеччина) чи мицелярним розчинам на основі карпатолу (Новополоцьк, Білорусь) і можуть ефективно використовуватися як для оброблення ПЗП, так і в процесах третинних методів підвищення нафтовіддачі замість нафтових сульфонатів або разом із ними.

Найкращого практичного результату досягнуто трансамідуванням N, N'-біс (оксіетил)-етилендіаміном тригліцеридів олій або їх метилових естерів (олеодін) [43, 44] та ФК (фосфолідін) [44, 45]. Синтезовані катіонні ПАР – продукти комплексної дії: емульгатори-стабілізатори, гідрофобізатори, інгібітори корозії. Маючи у своєму складі гідрофільні та ліпофільні ділянки, вони добре змочуються як водною, так і вуглеводневою фазами, а концентруючись на міжфазовій поверхні, з одного боку, у процесі руху в поровому середовищі міцно зв'язують воду з утворенням стабільних мікроемульсійних систем, а з іншого – забезпечують надійний захист металевих поверхонь від корозії. Завдяки зниженню міжфазового натягу і покращенню змочування твердих поверхонь на етапі власне герметизації олеодін чи фосфолідін у поєднанні з ФК у вуглеводневому розчиннику глибоко проникають у розгерметизовані ділянки різьбових з'єднань та цементного каменю, а завдяки плівкоутворенню з міцним адгезійним контактом ФК із поверхнями як металевих труб, так і порового середовища забезпечують високу міцність, тривалість герметизації та антикорозійний захист труб і обладнання [46].

Застосування приведених функціональних додатків у поєднанні з олеохімічними розчинниками (соапстоки, біодизель) як дисперсійного середовища дало змогу максимально вилучити зі складу технологічних розчинів складники нафтового походження і в такий спосіб зменшити токсичність відпрацьованих розчинів, забезпечити екологічність і захист навколишнього середовища в процесах нафтогазовидобутку і капітального ремонту свердловин. Зокрема, вдалося повністю замінити нафтохімічні емульгатори і розробити (з використанням карбонату кальцію, сульфату барію, алюмосилікатних, скляних чи полімерних мікрокульок) емульсійно-суспензійні системи з регульованими густиною, стійкістю, захисними, реологічними і структурно-механічними властивостями для за-

доволення потреб нафтогазової галузі в ІД відповідно до умов їх застосування.

Висновок

Отже, можна стверджувати, що розроблені й апробовані в дослідних умовах екологічно сприятливі поліфункціональні олеохімічні ПАР – емульгатори-стабілізатори дисперсних систем, інгібітори корозії, гідрофобізатори [35–39, 43–46] за якістю, вартістю, токсикологічною і екологічною безпечністю не поступаються імпортованим аналогам [6, 7]. Проте до цих пір вони не знаходять споживача в Україні. Передусім це зумовлено відсутністю пріоритетного впровадження вітчизняних науково-технічних розробок екологічно сприятливої продукції за умови досягнення ними світового рівня, наявністю декларованих, але так і не затверджених норм енергетичної і екологічної державної політики стимулювання екологічно орієнтованих технологій виробництва і споживання паливно-енергетичних ресурсів та сприяння інвесторам, що впроваджують вітчизняні маловідходні та безвідходні енергозберігаючі технології, використовують вторинні ресурси і промислові відходи як паливо і сировину для виробництва ліквідних продуктів.

Список літератури

1. **Gunstone F.D.** Oleochemical manufacture and applications / F.D.Gunstone, R.J.Hamilton. – Sheffield Academic Press, 2001. – 325 p.
2. **Sevim Z.E.** Industrial uses of vegetable oils / Z.E. Sevim. – AOCSS Press, 2005. – 184 p.
3. **Поп Г.С.** Синтез і властивості поверхнево-активних речовин на базі вищих жирних кислот і продуктів їх хімічної трансформації / Г.С. Поп, Л.Ю. Бодачівська // Катализ и нефтехимия. – 2012. – № 20. – С. 22–34.
4. **Поверхностно-активные вещества и композиции:** справочник / Под ред. М.Ю. Плетнева. – М.: ООО «Фирма Клавель», 2002. – 768 с.
5. **Тютюнников Б.Н.** Химия жиров / Б.Н. Тютюнников. – М.: Колос, 1992. – 448 с.
6. **Drilling, completion and workover fluids:** справочник // Нефтегазовые технологии (приложение). – 2007. – № 1. – С. 1–48.
7. **Композит-каталог** продукции и услуг. – 2006. – Вып. 1. – С. 107.
8. **Абрамзон А.А.** Поверхностно-активные вещества: справочник / А.А. Абрамзон, В.В. Бочаров, Г.М. Гаевой [и др.]. – Л.: Химия, 1979. – 376 с.
9. **Ковалев В.М.** Альтернативный источник сырья для ПАВ / В.М. Ковалев, С. Шваренина, М. Кралик [и др.]. // Хім. пром-сть України. – 2007. – № 3. – С. 10–13.
10. **Бухштаб З.И.** Технология синтетических моющих средств / З.И. Бухштаб, А.П. Мельник, В.М. Ковалев. – М.: Легбытпромиздат, 1988. – 260 с.
11. **Пат. 38027 Україна**, МПК⁷ С 11 Д 3/16. Спосіб переробки олій та жирів в азотовмісні речовини «Інко» / А.П. Мельник, Я.І. Сенишин, П.Ф. Слесар. – Опубл. 15. 05. 2001, Бюл. № 5.
12. **Аббасов В.М.** Создание новых катионных ПАВ и исследование их в качестве бактерицидов-ингибиторов коррозии / В.М. Аббасов, А.М. Самедов, Н.М. Гусейнова // Процессы нефтехимии и нефтепереработки. – 2001. – № 4. – С. 6–10.
13. **Пат. 2203130 РФ**, В 01 F 17/22. Эмульгатор для приготовления инвертных эмульсий / А.Г. Селезнев, Д.Ю. Крянев, С.В. Макашин. – Опубл. 27.04.2003, Бюл. № 4.
14. **Pat. 19827304 DE** C07, C233/17. Preparation and use fatty acid alkanolamides / M. Oskar, S. Setsuo, F.A. Ferreira. – Ger. Offen. 25.05.1998, Бюл. № 5.
15. **Corma A.** Chemical Routes for the Transformation of Biomass into Chemicals / A. Corma, S. Iborra, A. Velly // Chem. Rev. – 2007. – № 107. – P. 2411–2502.
16. **Токунов В.И.** Технологические жидкости и составы для повышения продуктивности нефтяных и газовых скважин / В.И. Токунов, А.З. Саушин. – М.: ООО «Недра» Бизнесцентр, 2004. – 711 с.
17. **Пат. 2201498 РФ**, E21B43/12, C09K7/06. Жидкость для глушения и консервации скважин / С.А. Рябоконь, Н.К. Герцева, Р.Я. Бурдило [и др.]. – Опубл. 27.03.2003, Бюл. № 3.
18. **Пат. 2061853 РФ**, E 21 B 43/12 43/26. Жидкость-песконоситель для гидравлического разрыва пласта / Н.И. Крысин, Т.А. Скороходова, С.В. Матяшов. – Опубл. 16.03.1997, Бюл. № 3.
19. **Поп Г.С.** Техничко-економический анализ результатов воздействия технологических жидкостей на призабойную зону продуктивных пластов газоконденсатных месторождений / Г.С. Поп, В.М. Кучеровский, П.А. Гереш // Обз. информ. Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ВНИИГазпром, 1995. – 101 с.
20. **Савула С.Ф.** Методи поліпшення фільтраційно-ємнісних властивостей привибійної зони свердловин ПСГ УМГ «Львівтрансгаз» / С.Ф. Савула, Я.В. Держко // Наук.-практ. конф. «Стан і перспективи впровадження технологій інтенсифікації видобування газу та нафти на родовищах України»: зб. праць. – Івано-Франківськ, 2001. – С. 187–192.
21. **Троцький В.П.** Глушіння свердловин ПГС гелевими розчинами на основі фосфатидно-аміачних солей / В.П. Троцький, І.Г. Зезекало // Нафт. і газова пром-сть. – 1995. – № 4. – С. 45–47.
22. **Пат. 30388 Україна**, С 09 К 7/02. Інвертна емульсія для глушіння і ремонту свердловин / О.В. Бачеріков, В.М. Бульбас, М.В. Лігоцький [та ін.]. – Опубл. 15.11.2000, Бюл. № 11.
23. **Пат. 39503 Україна**, С 09 К 7/02. Розчин для глушіння свердловин / Р.В. Вінярський, В.С. Гаркот, Р.В. Лилак, В.В. Гушул [та ін.]. – Опубл. 15.06.2001, Бюл. № 6.
24. **Мойса Ю.Н.** Эффективность смазочных и поверхностно-активных свойств отечественных и зарубежных смазочных добавок для буровых растворов / Ю.Н. Мойса, П.В. Касирум, Н.В. Фролова, П.Н. Плотников // Нефт. хоз-во. – 1999. – № 7. – С. 12–14.
25. **Гноевых А.Н.** Разработка новых смазочных добавок к буровым растворам / А.Н. Гноевых, Е.А. Коновалов, В.И. Вяхирев, Ф.Б. Ибрагимов // Нефт. хоз-во. – 1998. – № 4. – С. 18–19.
26. **Мойса Ю.Н.** Смазочная добавка ФК-2000 Плюс для бурения и вскрытия пластов / Ю.Н. Мойса, Н.В. Фролова, С.А. Горошко, П.П. Павленко // Газовая пром-сть. – 2004. – № 1. – С. 76–78.
27. **Пеньков А.И.** Повышение эффективности действия смазочных добавок для буровых растворов / А.И. Пеньков, Л.П. Вахрушев [и др.]. // Нефт. хоз-во. – 2000. – № 5. – С. 33–35.
28. **Мотылева Т.А.** Технология переработки и использования антифрикционной смазочной композиции на основе жиросодержащих отходов рыбоперерабатывающих предприятий / Т.А. Мотылева, Б.Ф. Петров // Вестник МГТУ. – Мурманск: МГТУ, 2006. – Т. 9. – № 2. – С. 340–343.
29. **Кашкаров Н.Г.** Многофункциональные компоненты буровых растворов / Н.Г. Кашкаров // Газовая пром-сть. – 2006. – № 4. – С. 45–47.
30. **Лукманов Р.Р.** Эффективность смазочных добавок в раство-

рах различного типа / Р.Р. Лукманов, Э.В. Бабушкин, Р.З. Лукманова / Стр-во нефт. и газовых скважин на суше и на море. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2005. – № 9. – С. 54–58.

31. **Пат. 52980А Україна** С09К7/06. Реагент для інвертних емульсійних розчинів / Г.С. Поп, Л.Ю. Бодачівська, В.І. Біленька. – Опубл. 15.01.2003, Бюл. № 1.

32. **Поп Г.С.** Підвищення ефективності використання поверхнево-активних речовин в нафтогазовидобутку / Г.С. Поп, В.І. Біленька, В.М. Кучеровський // Матеріали науково-технічної конференції «Підвищення ефективності використання поверхнево-активних речовин в нафтогазовидобутку». – Івано-Франківськ: ІФДТУНГ, 27–30.03.2000. – С. 30–33.

33. **Поп Г.С.** Утилізація відходів олійноекстракційних заводів для одержання екологічно безпечних дисперсій / Г.С. Поп, В.І. Біленька // Екологія и ресурсосбережение. – 2002. – № 5. – С. 38–44.

34. **Поп Г.С.** Поверхнево-активні речовини та композиційні системи на основі рослинних олій і фосфатидів / Г.С. Поп, Л.Ю. Бодачівська, Р.Л. Вечерік // Хімічна пром-сть України. – 2008. – № 3. – С. 39–42.

35. **Пат. 81369 Україна**, В01F17/22, С11D 3/16. Спосіб одержання емульгатора-стабілізатора інвертних емульсій / Г.С. Поп, В.І. Біленька, Р.Л. Вечерік [та ін.]. – Опубл. 26.11.2007, Бюл. № 11.

36. **Пат. 80658 Україна**, С09К8/02, В01F17/00. Спосіб одержання емульгатора-стабілізатора інвертних емульсій / Г.С. Поп, В.І. Біленька, Р.Л. Вечерік [та ін.]. – Опубл. 25.05.2007, Бюл. № 5.

37. **Bodachivskyi Yu.** Synthesis and properties of ethanolamides acids of higholeic rapeseed oil / Yu. Bodachivskyi, Yu. Bilokopytov, G. Pop // Proceedings of the National Aviation University. – 2013. – № 4 (57). – P. 128–133.

38. **Поп Г.С.** Облегченные инвертные дисперсии для капитального ремонта скважин в условиях низкого пластового давления // Г.С. Поп, М.Г. Гейхман, В.М. Кучеровский [и др.]. // Газовая пром-сть. – 2006. – № 5. – С. 66–69.

39. **Пат. № 2319539 РФ**, В01F17/00, С09К8/28. Облегченная инвертная дисперсия для бурения, глушения и ремонта скважин / М.Дж. Шабо, Г.С. Поп, В.М. Кучеровский [и др.]. – Опубл. 20.03.2008, Бюл. № 8.

40. **Pop G.S.** Disperse systems based on vegetal phosphatides / G.S. Pop, Yu.S. Bodachivskyi, V.I. Bilenka // Катализ и нефтехимия. – 2013. – № 22. – С. 19–26.

41. **Литвин Б.Л.** Застосування поверхнево-активних речовин виробництва фірми «Барва» в процесах нафтовидобутку / Б.Л. Литвин, В.Д. Михайлюк // Матеріали науково-технічної конференції «Підвищення ефективності використання поверхнево-активних речовин в нафтогазовидобутку». – Івано-Франківськ: ІФДТУНГ, 27–30.03.2000. – С. 54–57.

42. **Михайлюк В.** Використання поверхнево-активних речовин в процесах нафтовидобутку на родовищах ВАТ «Укрнафта» / В. Михайлюк, М. Рудий [та ін.]. – Івано-Франківськ: «ПП Галицька друкарня ПЛЮС», 2009. – 400 с.

43. **Поп Г.С.** Трансамідування тригліцеридів олій оксидетильованими етилендіамінами / Г.С. Поп, Л.Ю. Бодачівська, Р.І. Мала // Катализ и нефтехимия. – 2009. – № 17. – С. 78–83.

44. **Поп Г.С.** Трансформація тригліцеридів і фосфатидів олій амінами: синтез, властивості, застосування / Г.С. Поп, Л.Ю. Бодачівська, Л.В. Железний // Катализ и нефтехимия. – 2012. – № 21. – С. 104–109.

45. **Пат. №2320403 РФ**, В01F17/14; С09К 8/035. Эмульгатор-стабилизатор инвертных эмульсий и способ получения его активной основы / Г.С. Поп, М.Дж. Шабо, В.П. Кухарь [та ін.]. – Опубл. 27.03.2008, Бюл. № 3.

46. **Пат. №102121 Україна**, Е21В33/138, Е21В43/32. Спосіб ліквідації міжколонного та заколонного плинину газу в свердловинах / Г.С. Поп, Л.Ю. Бодачівська, В.О. Перепічай. – Опубл. 10.06.2013, Бюл. № 6.

Автори статті

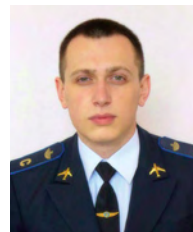


Поп Григорій Степанович

Доктор хімічних наук, завідувач відділу поверхнево-активних речовин Інституту біоорганічної хімії та нафтохімії НАН України. Закінчив Ужгородський державний університет. Основні напрями наукових досліджень – розроблення наукових основ синтезу поверхнево-активних речовин та створення композиційних систем і технологій їх використання в технологічних процесах паливно-енергетичного комплексу.

Бодачівський Юрій Станіславович

Магістрант Національного авіаційного університету, інженер I кат. Інституту біоорганічної хімії та нафтохімії НАН України. Основний напрям наукових досліджень – олеохімічний синтез емульгаторів-стабілізаторів дисперсних систем та поліфункціональних додатків до мастильних матеріалів.



Донець Олег Євгенович

Аспірант Інституту біоорганічної хімії та нафтохімії НАН України. Закінчив Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут». За фахом – інженер-дослідник із обладнання хімічних виробництв. Основний напрям наукових досліджень – олеохімічний синтез поверхнево-активних речовин, вивчення їх властивостей та розроблення композиційних систем різного технічного призначення.



© І.В. Щупак

ДП «Укрметрестандарт»

канд. техн. наук

О.М. Чернишенко

Метрологічний центр

Національної акціонерної компанії

«Нафтогаз України»

Н.М. Андрішин

Яготинське ЛВУ МГ «Київтрансгаз»

Р.З. Негреба

ТОВ «МІКЕМ»

Сучасні підходи до вимірювання об'єму та об'ємної витрати природного газу

УДК 006.91:681.121.089

У статті розглянуто основні проблеми нормативного та метрологічного забезпечення калібрування або повірки лічильників та витратомірів природного газу в реальних умовах, на робочому середовищі природний газ. Представлено технічні рішення для побудови мобільної установки для калібрування або повірки засобів вимірювання об'єму та об'ємної витрати газу. Обґрунтовано можливість її застосування для калібрування або повірки лічильників різних типів та вузлів обліку газу.

Ключові слова: вимірювання витрати та об'єму газу, повірка, калібрування, похибка, мобільна установка.

В статье рассмотрены основные проблемы нормативного и метрологического обеспечения калибровки или поверки счетчиков и расходомеров природного газа при реальных условиях, используя в качестве рабочей среды природный газ. Представлены технические решения для устройства мобильной установки для калибровки или поверки средств измерения объема и объемного расхода газа. Обоснована возможность ее применения для калибровки или поверки счетчиков разных типов и узлов учета газа.

Ключевые слова: измерение расхода и объема газа, поверка, калибровка, погрешность, мобильная установка.

The main problems of normative and metrological support for testing natural gas flow meters at real conditions with operating fluid – natural gas are discussed. Technical solutions for mobile unit construction for calibration or testing of volume or volumetric flow rate measuring devices are presented. The possibility of its use is proved for calibration or testing various types of meters and gas metering stations.

Key words: flow and volume gas measurement, test, calibration, error, mobile unit.

В умовах європейської інтеграції та реформування паливно-енергетичного комплексу наша держава має виконувати взяті на себе зобов'язання не лише з адаптації загальних принципів функціонування енергетичних ринків, пріоритетів розвитку паливно-енергетичного комплексу України, але й узгодження енергетичної політики України та ЄС, застосування єдиних підходів та методології формування стратегії розвитку та розробки регуляторної бази енергетики.

У цих умовах наша країна поступово запроваджує Звід європейських стандартів (EN, OIML) як національні стандарти, зокрема гармонізовані європейські стандарти, добровільне застосування яких вважатиметься таким, що відповідає вимогам законодавства. Одночасно з таким запровадженням Україна скасовує конфліктні національні стандарти, зокрема застосування міждержавних стандартів (ГОСТ), розроблених до 1992 року.

Упровадження нових високоточних технологій обліку

природного газу під час проведення комерційних розрахунків передусім зумовлює необхідність удосконалення метрологічного забезпечення витратомірних комплексів та лічильників газу.

Зважаючи на рішення Ради національної безпеки і оборони України від 28 квітня 2014 року про стан забезпечення

Таблиця 2

Випробувальні установки високого тиску на природному газі

Місцезнаходження установки	Випробувальний тиск, бар	Витрата (за р.у.), м³/год	Витрата (за с.у.), м³/год	DN, мм
EuroLoop GasCal (Нідерланди)	1–65	5–30 000	5–1 800 000	50–750
Force Technology (Данія)	0–50	8–10 000	10–400 000	50–400
Вестерборк (Нідерланди)	62	5–40 000	300–1 600 000	200–750
CEESI (США)	70–75	10–34 000	5–2 200 000	20–900
Pigsar (Дорстен, Німеччина)	16–50	8–6 500	8–650 000	50–400
EnBW (Штутгарт, Німеччина)	4–20	–	40–80 000	50–750
Transcanada (Канада)	60–70	30–55 000	2 500 000	3–42*

* Одиниці вимірювання – дюйми.

Таблиця 1

Випробувальна установка високого тиску на повітрі

Місцезнаходження установки	Випробувальний тиск, бар	Мінімальна витрата (за р.у.), м³/год	Максимальна витрата (за р.у.), м³/год	DN, мм
Ельстер (Майнц-Кастель)	1–25	5 роб	1800	50–200

енергетичної безпеки у зв'язку з ситуацією щодо постачання природного газу в Україну, а саме створення системи забезпечення ощадливого та раціонального використання енергоносіїв усіма категоріями споживачів, особливо актуальним є питання об'єктивності обліку витрати газу під час його споживання.

Процес вимірювання витрати та об'єму газу базується на фіксуванні закономірностей енергетичних та динамічних змін, які відбуваються в потоці газу, залежно від витрати (швидкості потоку газу) [1]. Для визначення кількості газу в газотранспортній системі в основному використовують діафрагмові (на базі стандартних звужувальних пристроїв) за ДСТУ ГОСТ 8.586.2:2009, турбінні, вихорові, ультразвукові, роторні, мембранні та інші витратоміри (лічильники) [2]. Винятком є витратоміри, принцип дії яких не базується безпосередньо на енергетичних характеристиках потоку. Наприклад, ультразвукові [3].

Результати обліку газу, у т.ч. комерційного, представляють в об'ємних одиницях, які приведені до стандартних умов, визначених за ГОСТ 2939-63 «Газы. Условия для определения объема», при температурі 20 °С та абсолютному тиску 760 мм рт. ст.

Іншим важливим аспектом у процесі обліку енергоносіїв є метрологічне забезпечення технічних засобів обліку. Лише для витратомірів на базі стандартних звужувальних пристроїв унормовано відповідну метрологічну базу, уніфіковано математичну та газодинамічну складову методики, а саме формули для розрахунку загальної похибки вимірювання через похибки елементів вимірювальної системи – окремих вимірювальних перетворювачів перепаду тиску, абсолютного тиску, температури та інших параметрів вимірюваного середовища, [4] що дає змогу з точністю до 1,0–3,0 % говорити про достовірність результатів вимірювань із використанням діафрагм.

У той час для інших методів вимірювання витрат газу метрологічне та методологічне забезпечення в Україні лише створюється.

Як правило, повірку і калібрування лічильників та витра-

томірів газу різних типів виконують на стаціонарних повірочних установках із використанням повітря як робочого середовища при тиску, близькому до атмосферного. У подальшому такі прилади обліку газу експлуатують при тисках від 0,3 до 7,5 МПа та температурах газу від мінус 20 °С до 30 °С. При цьому фізичні параметри природного газу можуть змінюватися в значному діапазоні за калорійністю, компонентним складом, густиною, точкою роси по воді або конденсату, що призводить до виникнення додаткових похибок вимірювань кількості природного газу.

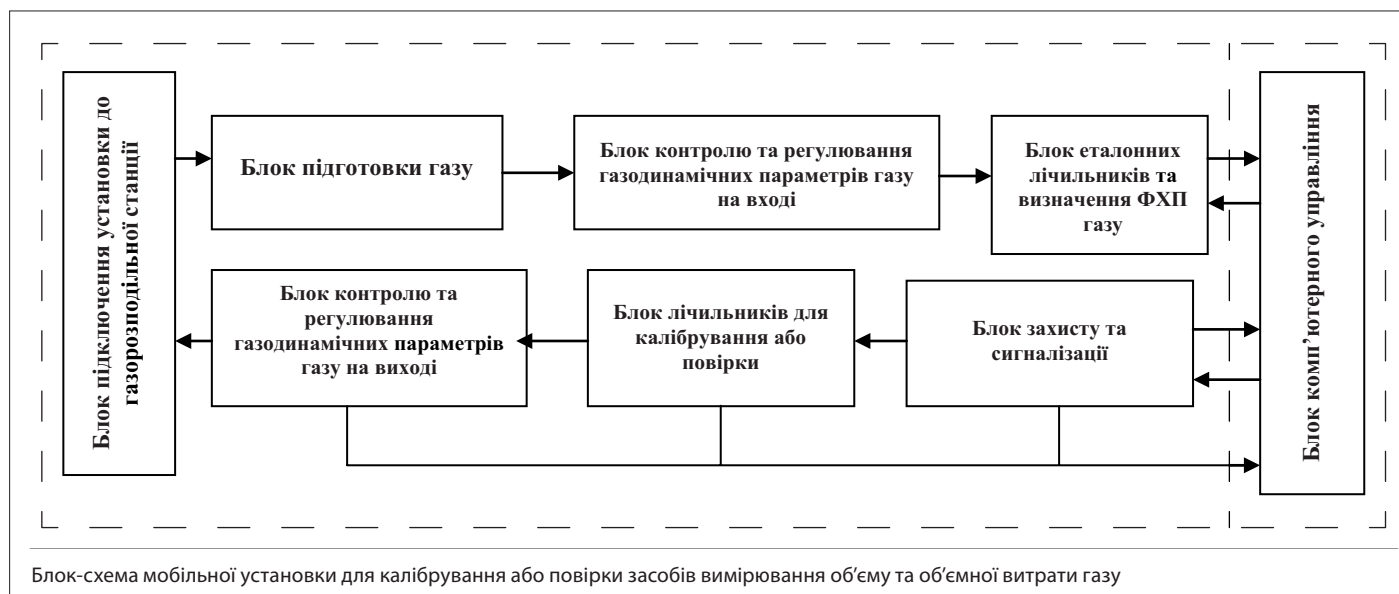
Важливе значення у процесі повірки (калібрування) відіграє коректність та достовірність передачі одиниці об'єму [5]. Робочий еталон передавання одиниці об'єму газу здебільшого застосовують у мобільних засобах, які конструктивно реалізовані на турбінних чи роторних лічильниках газу [6] або витратомірах критичного витікання газу [7]. Передавання ними одиниці об'єму передбачено на робочому середовищі повітря. За цих умов здійснюється перерахунок (метрологічних характеристик) показів еталонних засобів, визначених на повітрі, на природний газ. Непрямий метод атестації повірочних установок може вносити методичну похибку під час визначення метрологічних характеристик засобів обліку.

Повірка та калібрування лічильників на реальному газі в діапазоні робочого тиску як за місцем розташування, так і на стаціонарних стендах в Україні практично не проводиться.

Основним способом вирішення зазначеної проблеми є застосування еталонних установок, що здійснюють повірку або калібрування лічильників та витратомірів газу за умов, що моделюють умови їх експлуатації, тобто на робочому середовищі природний газ за величини тиску та температури, максимально наближеної до робочих умов.

Для здійснення таких робіт у Європі існують лабораторії, які проводять калібрування (повірку) лічильників на природному газі під високим тиском (табл. 1 та 2).

Практика повірки лічильників та витратомірів природного газу на повітрі, що існує в Україні, суперечить вимогам національних і міжнародних нормативних документів



ДСТУ EN 12261:2006, EN 1776:1998, OIML R 137-1&2:2012, OIML R 140:2007, ISO 17089-1:2010, які регламентують, що засоби вимірювальної техніки можна застосовувати, якщо вони відповідають вимогам щодо точності, встановленим для цих засобів, у певних умовах їх експлуатації (за реальних умов експлуатації), тобто проведення повірки і калібрування лічильників газу має виконуватися суто в умовах, адекватних (ідентичних) робочим під час їх експлуатації.

В нашій країні є тільки одна стаціонарна установка для випробування та повірки засобів вимірювань об'єму та об'ємної витрати газу на природному газі, що знаходиться в лабораторії повірки промислових лічильників газу на повітрі та на природному газі ПАТ «Івано-Франківськгаз», тому набуває гострої актуальності технічне рішення створення мобільної установки для калібрування або повірки засобів вимірювання об'єму та об'ємної витрати газу як за місцем розташування без демонтажу обладнання, так і демонтованих лічильників та витратомірів на реальному газі в діапазоні робочих об'ємних витрат, тиску і температури з урахуванням хімічного складу газу в режимі реального часу.

Мобільну установку універсального призначення може бути використано для калібрування та повірки як лічильників природного газу, так і вузлів обліку газу без демонтажу в умовах їх експлуатації за реальних фізико-хімічних показників газу (тиск, температура, хімічний склад, витрата) у реальному часі, що дає змогу визначити точну похибку вимірювання в реальних умовах і компенсувати її, а також мінімізувати час та вартість проведення повірки або калібрування, зменшити втрати газу під час проведення зазначених робіт, отримати достовірні результати вимірювань об'єму природного газу, уникнути негативних наслідків викидів парникових газів в атмосферу.

На рисунку наведено блок-схему мобільної установки.

Мобільна установка сконструйована таким чином, щоб забезпечити можливість її транспортування територією України без обмежень та приєднувати до будь-якої газорозподільної станції, а також провести дослідження метрологічних характеристик вузла обліку газу.

Висновки

На сьогодні встановлення метрологічних характеристик засобів вимірювальної техніки, що входять до складу вузлів обліку газу, здійснюють за допомогою робочих еталонів у результаті повірки. На базі метрологічних характеристик складових вузлів обліку розрахунковим шляхом, відповідно до встановлених методик, визначають похибку цілої систе-

ми, тобто границі основної відносної похибки вимірювання об'єму природного газу, зведеного до стандартних умов.

Повірку (калібрування) лічильників та витратомірів природного газу проводять із використанням повітря як робочого середовища при тиску, близькому до атмосферного. Зазначені методи повірки не відтворюють реальних умов експлуатації лічильників, що призводить до виникнення додаткових похибок вимірювання витрати та об'ємної витрати газу, і як наслідок, до неточного обліку природного газу.

Методи повірки, калібрування лічильників та витратомірів природного газу, що діють сьогодні в Україні, необхідно привести у відповідність до вимог Європейського Союзу, практик та принципів управління газотранспортною системою України.

Запропонована мобільна установка дасть можливість проводити калібрування та повірку лічильників та витратомірів природного газу як за місцем їх експлуатації без демонтажу, так і демонтованих на реальному газі в діапазоні робочих об'ємних витрат, тиску і температури з урахуванням хімічного складу газу в режимі реального часу, що дасть змогу підвищити точність обліку природного газу.

Список літератури

1. **Чарный И.А.** Основы газовой динамики / И.А. Чарный. – М.: «Гостехиздат», 1961. – С. 25–35.
2. **Андрішин М.П.** Газ природний, палива та оливи: монографія / Андрішин М.П., Марчук Я.С., Бойченко С.В., Рябоконт Л.А. – Одеса: «Астропринт», 2010. – С. 78.
3. **Андрішин М.П.** Облік природного газу: довідник / М.П. Андрішин, О.М. Карпаш, Я.С. Марчук, І.С. Петришин, О.Є. Середюк, С.А. Чеховський. – Івано-Франківськ: ПП «Сімик», 2008. – С. 32.
4. **Пістун Є.П.** Нормування витратомірів змінного перепаду тиску / Є.П. Пістун, Л.В. Лісовий. – Львів: ЗАТ «Інститут енергоаудиту та обліку енергоносіїв», 2006. – С. 9.
5. **Середюк О.Є.** Метрологічні дослідження еталона передавання одиниці витрати природного газу на базі витратоміра змінного перепаду тиску: зб. наук. праць «Теплоенергетика, Інженерія доквілля, Автоматизація» / О.Є. Середюк // Вісник НУ «Львівська політехніка». – 2008. – Вип. 617. – С. 154–162.
6. **Петришин І.С.** Впровадження еталонів передавання в повірку практику засобів вимірювальної техніки об'єму та об'ємної витрати газу / І.С. Петришин, Я.В. Безгачнюк, Д.О. Середюк // Український метрологічний журнал. – 2006. – № 4. – С. 55–59.
7. **Pursley W.C.** The Calibration of Flowmeters // Meas. and Contr. – 1986. – Vol. 19. – № 5. – P. 37–45.



© В.З. Сабан

Я.М. Семчук

д-р техн. наук

Б.Й. Маєвський

д-р геол.-мінерал. наук

О.Д. Мельник

канд. геол.-мінерал. наук

ІФНТУНГ

Моделювання техногенної трансформації високомінералізованих вод під час забруднення водоносних горизонтів

УДК 628.112.4

Досліджено та вивчено шляхи формування складу високомінералізованих вод, встановлено можливі шляхи надходження і міграції у прісні води забруднюючих речовин. За результатами моделювання техногенної трансформації складено три базові моделі – для фонових складу вод зони активного водообміну, соляних вод і хлоридних розсолів із зони застійного режиму.

Ключові слова: моделювання, міграція, водообмін, засолення, зона аерації, трансформація, водоносний горизонт.

Исследованы и изучены пути формирования состава высокоминерализованных вод, установлены возможные пути поступления и миграции в пресные воды загрязняющих веществ. По результатам моделирования техногенной трансформации составлено три базовые модели – для фонового состава вод зоны активного водообмена, соляных вод и хлоридных рассолов из зоны застойного режима.

Ключевые слова: моделирование, миграция, водообмен, засоления, зона аэрации, трансформация, водоносный горизонт.

The ways of forming highly mineralized water compound were explored and studied, possible routes of pollutants migration in fresh water were found. Three basic models are proposed – for the background compound of active water exchange zone water, for the saline water and the chloride brines of the stagnant regime zone.

Key words: modeling, migration, water exchange, salinity, aeration zone, transformation, aquifer.

Зміна гідрогеологічних умов Долинського нафтопромислового району тісно пов'язана з інтенсифікацією видобутку нафти. Розробка нафтових родовищ супроводжується значними змінами гідрогеологічних умов як по площі поширення, так і вглиб земної кори. Таке явище пояснюється різким зростанням джерел забруднень на родовищах, що розробляються в районі. Вплив процесів нафтовидобування на підземні води найбільш виразно і масштабно проявляється на родовищах нафти, які вступили в завершальну стадію розробки. До таких родовищ належить і Долинське нафтове родовище (рис. 1).

У загальній класифікації джерел забруднення підземних вод, запропонованій А.Я. Гасвим [1], основними забруднювачами для нафтовидобувних регіонів є геотехнологічні (свердловини, КНС тощо) та транспортні (водо- і нафтопроводи) джерела забруднення. При цьому виділяють такі техногенні чинники, що визначають зміну геологічного середовища та пов'язані з видобуванням нафти:

- засолення прісних підземних вод під час фільтрації забруднюючих речовин зверху;

- засолення підземних вод знизу за рахунок розсолів нижніх горизонтів, що тектонічними порушеннями проникають через свердловини, літологічні вікна;

- порушення режиму, балансу й осушення водоносних горизонтів;

- розвиток вторинного карсту під впливом циркуляції агресивних соляних вод;

- утворення воронкоподібних перетоків;

- пориви нафтопроводів;

- пориви трубопроводів нафтопромислових стічних вод;

- просідання земної кори.

Найбільш важливим заходом для виявлення та ліквідації

джерел забруднення є встановлення місця його локалізації: поверхнєве або підземне забруднення, напрямок надходження соляних вод і розсолів у водоносні горизонти – зверху або знизу.

Під забрудненням «зверху» розуміється інфільтрація води з поривів нагнітальних водопроводів, під час аварійних розливів на насосних спорудах КНС, УКПТ тощо, надходження соляних вод із земляних амбарів, які використовують для додаткового відстоювання супутньої пластової води, розливів води у разі розгерметизації нагнітальних свердловин [2–3]. На сьогодні більшість випадків виявлення джерел засолення пов'язано з корозією трубопроводів, аварійними розливами під час поривів напірних водопроводів і нафтопроводів (рис. 2, а та б).

Спочатку забруднюються поверхнєві води річок і струмків, перші від поверхні землі водоносні горизонти. Для досліджуваного регіону це водоносні горизонти четвертинних та неогенових відкладів. Спостереження за розміщенням джерел забруднення показують, що найчастіше вони локалізуються у долинах річок та їх притоках. Як правило, джерела забруднень знаходяться вище по рельєфу – на вододілі і схилі долин. Спочатку забруднюється зона аерації в межах області живлення водоносних горизонтів. Досягнувши першого від поверхні землі водоносного горизонту та засоливши його, ореол забруднення опускається нижче по розрізу, він є витягнутим у напрямку розвантаження підземних вод – від вододілу по схилу і до долини річки, по бортах якої східчасто розвантажуються водоносні горизонти четвертинних відкладів, які піддаються засоленню. Саме тому коли ореол засолення поширюється по всій товщі водоносних порід, реабілітація горизонтів затягується на довгі роки.

В області живлення річок зазвичай знаходиться декілька джерел забруднення, вони діють періодично. Дослідження [4] глибин, на яких залягають четвертинні та неогенові відклади,

Таблиця

Результати аналізу та моделювання хімічного складу підземних вод

Компонент (мг/л), параметр	Склад підземних вод зони активного водообміну (фонове значення)		Склад підземних вод зони утрудненого водообміну (св. 299)		Склад підземних вод зони застійного режиму (розсоли)	
	лабораторний аналіз	модель	лабораторний аналіз	модель	лабораторний аналіз	модель
Температура	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5	6,5
pH	7,59	7,547	7,18	5,58	6,34	6,34
Eh, mB	+0,911	+0,915	+1111	+1115,9	891	895
Cl ⁻	71,47	71,50	104,8	98,84	87040,95	66516,84
SO ₄ ²⁻	45,22	44,05	923,5	992,88	122,86	34,04
HCO ₃ ⁻	345,99	254,85	175,75	200,87	195,55	135,33
Ca ²⁺	85,05	67,43	399,8	352,45	1067,33	1223,75
Ca(HCO ₃) ⁺	9,01	7,97	0,24	0,13	38,22	40,34
Mg ²⁺	35,08	34,33	46,9	39,23	2214,43	1887,12
MgSO ₄ ⁺	8,01	7,11	30,11	34,21	27,10	25,82
(Na+K) ⁺	45,33	33,95	85,34	85,94	39342,45	39385,04
Na ⁺	35,31	32,11	82,64	79,32	32231,31	32119,48
NaSO ₄ ⁻	0,28	0,32	5,1	5,12	53,86	55,01
Br ⁻	0,25	0,25	0,5	0,5	295,05	295,52
NO ₃ ⁻	2,19	1,03	0,08	0,08	0,35	0,2
O ₂	2,01	1,35	4,72	3,99	13,97	12,38
N ₂	3,31	2,09	18,94	20,95	25,44	21,79

показують регіональне забруднення, а на невеликих глибинах відзначаються дрібні, локальні ореоли засолення та зони різної промитості розрізу, що обумовлені впливом рельєфу і рухом ґрунтових та поверхневих вод.

Вирішальну роль для захисту від потрапляння забруднюючих речовин «зверху» відіграє зона аерації, захищеність підземних вод від забруднення. Складні та неординарні гідрогеологічні умови створюють сприятливе середовище для міграції водонесних забруднень.

Під терміном забруднення «знизу» розуміємо надходження солевих вод знизу за рахунок висхідних перетоків. Шляхами міграції таких перетоків є літологічні вікна, тектонічні порушення, затрубний простір свердловин за відсутності за колонного цементу. Забруднення «знизу» визначається як природними, так і техногенними факторами. До природних належить надходження розсолів тріщинуватими каналами, до техногенних – наявність неякісно зацементованого за колонного простору свердловини у випадках, коли поточний пластовий тиск перевищує гідростатичний. Відомі випадки, коли з причини несправного технічного стану та неякісного цементажу експлуатаційних колон і кондукторів здійснювалося пряме нагнітання стічних вод у питний водонасний горизонт через наскрізні отвори інтервалу кондуктора.

Результати досліджень [4] свідчать про те, що велику небезпеку щодо засолення підземних вод знизу являють собою зони високих пластових тисків (за наявності свердловин із низьким рівнем підйому цементу і порушенням герметичності колони). Висхідні за колонні перетоки, що виникають при цьому, часто досягають рівня прісних підземних вод. Якщо зони підвищених пластових тисків збігаються із зонами інтенсивної тріщинуватості порід, то природні і техногенні фактори діють спільно.

Завдання фізико-хімічного моделювання полягало у вивченні принципів формування складу високомінералізованих вод та встановленні можливих шляхів надходження і міграції забруднюючих речовин у прісні води.

Для імітації реальних умов було зроблено спробу врахувати всі основні компоненти, які можуть бути наявні у водній системі за нормальної температури, тиску і широкого діапазону значень pH і Eh. Перелік компонентів водного розчину складало відповідно до дійсного складу підземних вод і розсолів. Незалежні компоненти у створеній мультисистемі: Cl-C-S-Ca-Mg-Na-K-N-F-Br-Sr-Fe-Al-Si-O-H. Загалом список базової мультисистеми включав понад 500 компонентів ($n=536$) і складався із компонентів розчину ($n=356$), газової фази ($n=16$) та ряду твердих мінеральних фаз ($n=58$). Газову фазу розглядали як ідеальну суміш реальних газів, вона вміщувала SO₂, H₂S, N₂, O₂, CO₂, CO, CH₄, H₂O_{газ}. Склад 1 кг повітря атмосфери розглядався як: Ar – 0,934 % об'єму, N – 78,084 % об'єму, O – 20,946 % об'єму, інертні гази – CO₂ – 0,035 %, CH₄ – 0,001745, H₂ – 0,000055 %. Моделювання виконували в температурному інтервалі від 4 до 40 °C і при тиску в 1 бар (10⁵Па). Цей температурний режим притаманний області поширення холодних і слаботермальних вод, у яких можлива інтенсивна бактерицидна діяльність. До того ж температура 40 °C є межею, наближеною до зони гіпергенезу [6]. При цьому як нижня, так і верхня межі відповідають особливим температурним режимам води, що відповідають її

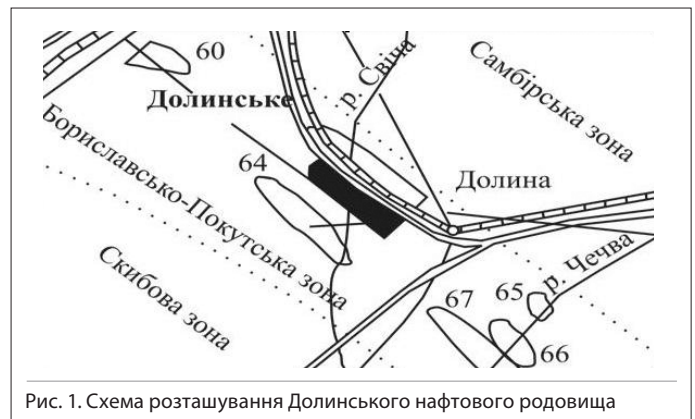


Рис. 1. Схема розташування Долинського нафтового родовища

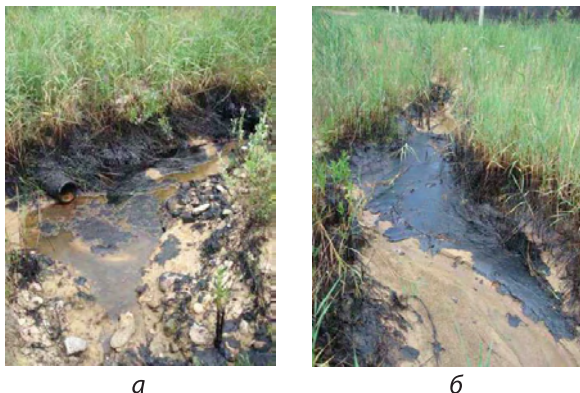


Рис. 2. Аварійний розлив високомінералізованих розсолів із трубопроводу

структурним перетворенням. Зокрема, верхня межа (40 °C) – це так звана «характерна температура Менделєєва», із досягненням якої відбувається різка зміна електропровідності води. Тут можна зазначити, що при температурі 42,5 °C відбувається структурне перетворення гіпсу в ангідрид і навпаки.

Побудова численних моделей полягала в розрахунку рівноважного стану для системи «водний розчин–гірська порода». Важливим аспектом моделювання вважається вибір границі моделювання та калібрування початкових векторів концентрації по відношенню до результатів хімічних аналізів, одержуваних у лабораторних умовах. З цією метою у першому варіанті моделі було проведено розрахунки за такої умови, щоб розрахунковий склад підземної води, якщо це можливо, повністю відповідав складу, який спостерігається в природних умовах. Другий варіант цієї ж моделі був такий: для розрахункового складу води підбирали рівноважний мінералогічний склад осаду, який і був водовмісним. Було складено три базові моделі. Перша – для фонових складів вод (чистих вод) зони активного водообміну, друга – для солених вод, відібраних зі св. 299-Долина (зони утрудненого водообміну), і третя – для хлоридних розсолів із зони застійного режиму.

Після того, як було отримано базові чисельні моделі, приступали до розрахунку моделей, що імітують процеси змішування прісних підземних вод із розсолами і солоними водами. Для проведення розрахунків припускали, що розсоли і солоні підземні води можуть надходити як із денної поверхні (через породи зони аерації), так і гідрогеологічними каналами або техногенним шляхом, безпосередньо змішуючись із прісними підземними водами.

У разі надходження розсолів із денної поверхні через зону аерації враховувалося, що доступ атмосферного повітря у водонесний горизонт через породи зони аерації був достатнім для того, щоб зберігалися окислювальні умови.

У разі створення моделей, що імітують надходження розсолів або солених підземних вод безпосередньо «знизу», рівновага досягалася шляхом обмеженого надходження атмосферного повітря.

Усі обчислення проводили в розрахунку на 10 мг води при температурах 7, 12, 27 і 40 °C.

Із метою отримання результатів, які були б максимально наближені до наявних аналітичних даних, розрахунки було прове-

дено без урахування складу водовмісних порід. У таблиці приведено результати чисельного моделювання. Вони показують, що розраховані концентрації практично повністю відповідають даним хімічного аналізу. Деяку невідповідність між розрахунковими і аналітичними даними можна пояснити складністю отримання повної картини для модельних розрахунків, а також неможливістю абсолютно точно відтворити як склад води, так і склад (особливо мінералогічний) водовмісної товщі.

У роботі представлено лише результати хімічного аналізу та чисельного моделювання, які вдалося перевірити у лабораторних умовах. На цьому етапі вивчення компонентного складу підземних вод та його подальше моделювання не припиняється. Автори ведуть подальші лабораторні дослідження з метою вивчення інших хімічних елементів (зокрема, H_2CO_3 , CaSO_4^+ , CaCl^+ , NaSO_4^- , NaCl^+ , Fe^{2+} , FeCO_3^+), які входять до хімічного складу підземних вод.

Висновок

Враховуючи вищесказане, можемо стверджувати, що одним із основних аспектів моделювання техногенної трансформації високомінералізованих вод під час забруднення водонесних горизонтів є вибір границі моделювання і калібрування початкових векторів концентрації по відношенню до результатів хімічних аналізів, які були отримані в лабораторних умовах. Результати чисельного моделювання свідчать про те, що розраховані концентрації хімічних елементів відповідають даним хімічного аналізу. Незначна відмінність між розрахунковими і аналітичними даними пояснюється складністю в отриманні повної картини під час модельних розрахунків, а також неможливістю точно відтворити хімічний склад води та мінералогічний склад водовмісної товщі.

Список літератури

1. **Гаев А.Я.** О возможности захоронения стоков Березниковского промвузла в карстовых коллекторах // Вопросы загрязнения подземных вод и борьба с ними: статьи / А.Я. Гаев, Г.Г. Жидкова. – Пермь: ПГУ, 1971. – С. 12–25.
2. **Васильев А.Н.** Организация гидрохимического мониторинга в условиях нефтегазоносного северо-восточной Украины / А.Н. Васильев, Н.Е. Журавель. – Харьков: Епограф, 2001. – С. 112.
3. **Депутат Б.Ю.** Підвищення екологічної безпеки нафтових родовищ на кінцевій стадії розробки: автореф. дис. на здобуття наук. ступеня канд. тех. наук: спец. 21.06.01 «Екологічна безпека» / Депутат Богдан Юліанович; Івано-Франківський нац.техн. ун-т нафти і газу. – Івано-Франківськ, 2007. – 19 с.
4. **Семчук Я.** Захист ґрунтових вод від сольового забруднення / Ярослав Семчук, Богдан Депутат // Екотехнології и ресурсосбережение. – 2006. – № 3. – С. 48–52.
5. **Захоронення** промислових стічних вод як один із методів захисту гідросфери у районах інтенсифікації видобутку нафти // Міжнародна молодіжна наукова конференція «Планета – наш дом», 16 квітня 2010 р. – Алчевськ. 36. статей / відп. ред. Л.П. Полехіна. – Алчевськ: вид-во ДонГТУ, 2010. – 212 с.
6. **Соловьев В.Е.** Опыт применения новых коагулянтов на основе солей алюминия на станциях водоподготовки г. Перми / В.Е. Соловьев, К.И. Фролов, В.П. Чипкина [и др.] // Вода и экология. – 2000. – № 3. – С. 23–25.

© М.С. Полутренко
д-р техн. наук
ІФНТУНГ

Екологічна безпека експлуатації магістральних газопроводів

УДК 622.4.076 : 620.197.6

На прикладі одного з магістральних газопроводів (МГ) Південного регіону проведено дослідження корозійної активності ґрунтів як одного з важливих чинників забезпечення екологічної безпеки експлуатації газопроводів. У результаті комплексного обстеження ґрунтів на досліджуваних ділянках траси МГ встановлено високий ступінь корозійної активності ґрунтів, що призводить до інтенсифікації корозійних процесів підземних газопроводів. Наявність сульфат-іонів у водних витяжках ґрунтів спричиняє розвиток мікробіологічної корозії за участі сульфатвідновлювальних бактерій (СВБ). Для підвищення ефективності протикорозійного захисту магістрального газопроводу із урахуванням корозійної активності ґрунтів запропоновано використовувати розроблене інноваційне біостійке протикорозійне покриття на основі бітумно-полімерної мастики, модифікованої інгібітором із класу амінів.

Ключові слова: магістральні газопроводи, корозійна активність ґрунтів, СВБ бактерії, ізоляційні покриття.

На примере одного из магистральных газопроводов (МГ) Южного региона проведено исследование коррозионной активности ґрунтов как одного из важных факторов обеспечения экологической безопасности эксплуатации газопроводов. В результате комплексного обследования почв на исследуемых участках трассы МГ установлено высокую степень коррозионной активности ґрунтов, что приводит к интенсификации коррозионных процессов подземных газопроводов. Наличие сульфат-ионов в водных вытяжках почв вызывает развитие микробиологической коррозии с участием сульфатредуцирующих бактерий (СРБ). Для повышения эффективности противокоррозионной защиты магистрального газопровода с учетом коррозионной активности ґрунтов предложено использовать разработанное инновационное биостойкое противокоррозионное покрытие на основе битумно-полимерной мастики, модифицированной ингибитором из класса аминов.

Ключевые слова: магистральные газопроводы, коррозионная активность ґрунтов, СВБ бактерии, изоляционные покрытия.

On the example of one of the main gas pipelines (MP) of Southern region it was investigated a study on corrosivity soil as an important factor in ensuring environmental pipeline safety operation. As a result of a comprehensive survey of soil at the test sections of the MP route it was found a high degree of corrosivity of soil, which leads to an intensification of corrosion processes in underground pipelines. The presence of sulfate ions in aqueous extracts of soils in the studied sections of the MP route causes a development of microbiological corrosion involving sulfate-reducing bacteria. In order to increase the effectiveness of corrosion protection for gas pipeline study sites based on soil corrosivity it was proposed to use a developed innovative bioresistant resistant coating based on bitumen-polymer mastic modified inhibitor class of amines.

Key words: gas pipelines, corrosive soils, SRB bacteria, insulation coatings.

Важливим елементом нафтогазового комплексу України є мережа газопроводів, яка відіграє значну роль у забезпеченні енергетичної безпеки країни. Під час проектування та експлуатації газопроводів їх вплив на довкілля та екологічну безпеку враховують недостатньо. Найбільш чутливий екологічний збиток наноситься у разі виникнення аварій на магістральних трубопроводах.

Причини відмов трубопроводів, що створюють екологічний ризик, висвітлено в роботах вітчизняних та зарубіжних вчених [1–4]. Аналіз причин відмов трубопроводів показав [5], що понад 80 % усіх відмов сталося через корозію металу труб. Унаслідок корозії відбувається значне зменшення перерізу трубопроводу. Це різко підвищує екологічний ризик подальшої експлуатації таких металоконструкцій і актуалізує проблему оцінки їх залишкового ресурсу. Внаслідок експлуатації упродовж 20–30 рр. газопроводів України, частка яких у структурі ПАТ «Укртрансгаз» сягає близько 30 %, ризик аварійно небезпечних дефектів підвищується, що негативно впливає на екологічну безпеку експлуатації трубопроводного транспорту.

Важливим чинником забезпечення безаварійної роботи підземних газопроводів є захист їх поверхні від ґрунтової корозії ізоляційними покриттями з якісно новими властивостями, зокрема біостійкістю до дії асоціацій ґрунтових корозійно небезпечних мікроорганізмів. Крім біостійкості ізоляційних покриттів, необхідно враховувати також комплекс фізико-механічних і протикорозійних властивостей. Пошкодження труб у підземному середовищі, крім корозійно-механічної природи, включають біологічну складову, що полягає в деструкції захисного ізоляційного покриття під дією асоціацій ґрунтових корозійно небезпечних мікроорганізмів. У 77 % випадків корозія сталевих підземних металоконструкцій спричинена життєдіяльністю бактерій циклу сірки, серед яких СВБ відіграють ключову роль. У результаті біокорозії, за рахунок високої хімічної активності мікроорганізмів – їх зростання та розмноження, – руйнування металу починається раптово і може призвести до наскрізних перфорацій буквально за лічені місяці, а відтак і до виникнення еко-

Таблиця 1

Характеристика обстежених ґрунтів

Номер шурфа	Гранулометричний склад	Питомий електроопір ρ , Ом·м	pH	ОВП до шурфування, В	ОВП після шурфування, В
1	супісок із рештками коренів рослин	63	8,04	-0,99	-0,97
2	суглинок коричневий із рештками коренів рослин	10	8,00	-1,05	-1,02
3	суглинок коричневий із рештками коренів рослин	14	7,88	-1,20	-1,17

логічних катастроф. Причиною корозії є порушення однорідності (руйнування) ізоляційних покриттів.

На сьогодні найдієвішим методом підвищення мікробіологічної стійкості захисних ізоляційних покриттів є введення до їх складу інгібіторів корозії (біоцидів), які не тільки гальмують електрохімічну корозію, але й пригнічують життєдіяльність ґрунтових корозійно небезпечних мікроорганізмів.

Для надійної та безпечної експлуатації підземних трубопроводів, крім якісного захисного ізоляційного покриття, необхідно враховувати корозійну активність ґрунтів, у яких вони прокладені. На процеси корозії металоконструкцій у підземному середовищі впливає ряд екологічних факторів, а саме: хімічна природа ґрунтів, їх вологість, питомий опір, окисно-відновний потенціал, наявність СВБ, які відіграють домінуючу роль серед мікробної асоціації ґрунтових мікроорганізмів. Біологічний фактор значною мірою визначає інтенсивність корозійних процесів, що відбуваються на поверхні металевих конструкцій у підземному середовищі.

З огляду на вищевикладене, метою нашої роботи було проведення досліджень із визначення корозійної активності ґрунтів на прикладі одного з магістральних газопроводів Південного регіону.

Результати проведених досліджень та їх обговорення

Для визначення корозійної активності ґрунтів проведено комплекс досліджень із визначення кислотності ґрунтів, окисно-відновного потенціалу (ОВП) ґрунту до і після шурфування, питомого опору ґрунту, а також втрати маси металу, визначення гравіметричним методом, що характеризувало корозійне руйнування металу. Відбір проб ґрунту проводили згідно з методикою чинного ДСТУ 3291-95 [6].

Для оцінки корозійної активності ґрунтів щодо прокладання в них трубопроводів характерним є утворення перших ознак наскрізної корозії. Безперечно, що така оцінка є наближеною, оскільки процес корозії сталевих трубопроводів залежить не тільки від ґрунтових умов, але й від сорту сталі, якості і матеріалу зварних з'єднань, товщини стінки трубопроводів, якості захисного ізоляційного покриття, а також від умов експлуатації трубопроводу.

На сьогодні існує більше ніж двадцять польових та лабораторних методів визначення корозійної активності ґрунтів [7–8]. Незважаючи на велику кількість причин корозії металу в ґрунті, жоден із цих методів окремо не може виявити точної картини корозійної активності ґрунтів. Правильну оцінку корозійної активності ґрунтів можна зробити тільки після їх дослідження за допомогою різних методів та зіставлення результатів цих досліджень із урахуванням місцевих географічних і кліматичних умов.

У зоні прокладання магістрального газопроводу Південного регіону діаметром 529 мм із товщиною стінки 8,0 мм було проведено три шурфування. На позначці 163+32 (шурф 1) проведено візуальний аналіз стану поверхні газопроводу, введенного в експлуатацію 1966 року, та ізоляційного покриття, яке складається з бітумно-гумової мастики та бітумізованої паперової обгортки, зморщеної, вочевидь, від тиску ґрунту. Бітумна ізоляція продавлена, бітум розсипчастий, унизу, під ізоляцією, труби сконденсувалася волога. Продукти корозії, які важко відділяються, зосереджені під ізоляцією – у місцях відшарування покриття. Спостерігаються каверни з максимальною глибиною у 0,5 мм та загальною довжиною у 2,0 см. На позначці ПК 576+00 (шурф 2) газопровід покритий поліхлорвініловою ізоляцією, зверху якої намотано один шар поліетиленової обгортки. Візуальний огляд ізоляції на момент проведення досліджень показав, що незважаючи на те, що поверхня обгортки зморщена, механічні пошкодження на ній відсутні. Видається на перший погляд, що обгортка щільно прилягає до ізоляції, проте під ізоляцією зусібіч труби є волога, що вкрай небажано, оскільки в умовах катодної поляризації це призводить до відшарування ізоляційного покриття та інтенсифікації локальних корозійних процесів металу труби. Поверхня труби вкрита іржею, що легко відділяється. Окремих каверн на металі труби не виявлено. Було оглянуто 2,0 м² ізоляції. За-

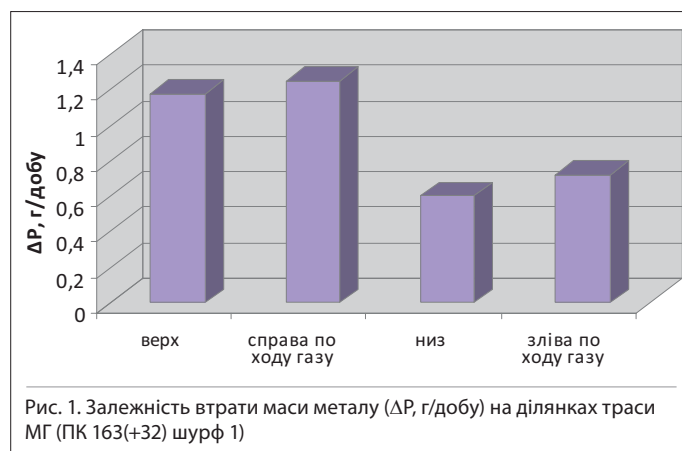


Рис. 1. Залежність втрати маси металу (ΔP , г/добу) на ділянках траси МГ (ПК 163+32) шурф 1)

Таблиця 2

Визначення pH водних витяжок проб ґрунту

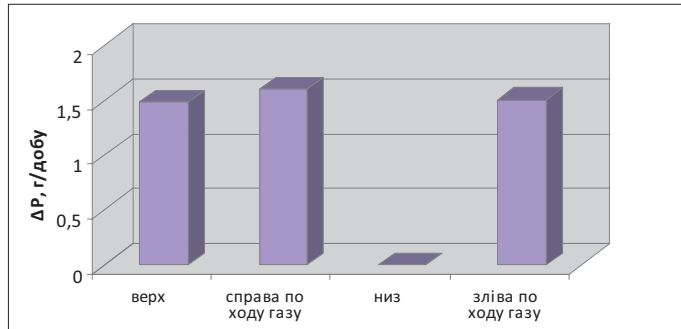
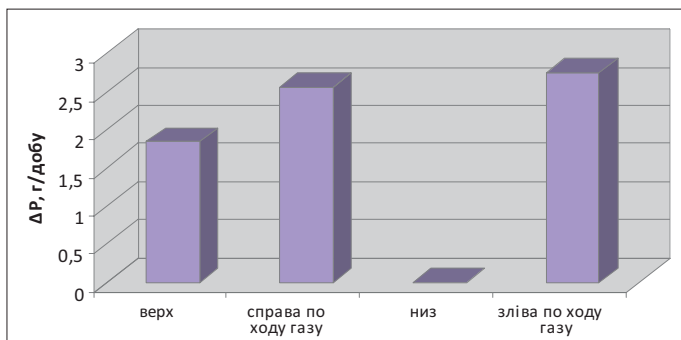
Місце відбору проб ґрунту	Шурф 1				Шурф 2			Шурф 3		
	верх	зліва	справа	низ	верх	зліва	справа	верх	зліва	справа
ручний pH-метр ($T_{\text{емп}}$)	8,05	8,02	8,00	8,03	8,02	7,95	7,85	7,88	8,0	7,76

Таблиця 3

Якісний вміст іонів SO_4^{2-} у ґрунтових водах

Номер проби	ПК 163+32	ПК 576+00	ПК 646+00
Наявність SO_4^{2-} (якісна проба)	±	+	+

"±" – спостерігалось утворення муті; "+" – слабка муть.

Рис. 2. Залежність втрати маси металу (ΔP , г/добу) на ділянках траси МГ (ПК 576(+00), шурф 2)Рис. 3. Залежність втрати маси металу (ΔP , г/добу) на ділянках траси МГ (ПК 646(+00), шурф 3)

міну труби проведено 1984 р. Третє шурфування на лінійній частині цього магістрального газопроводу було проведено на відмітці ПК 646+00 (шурф 3). Заміну труби проведено 1984 р. Ізоляція бітумно-гумова, покрита одним шаром бітумізованої паперової обгортки, поверхня якої є гладкою. Візуальний аналіз бітумної ізоляції показав, що ізоляція продавлена, бітум малопластичний. Під ізоляцією внизу труби сконденсувалася волога. У місцях відсутності ізоляції спостерігається наліт іржі, який легко відстає, утворення каверн на тілі труби не виявлено.

Механічний склад досліджених ґрунтів представлений супіском та суглинками (табл. 1). Було визначено такі фізико-хімічні показники: питомий електроопір, кислотність, окисно-відновний потенціал (ОВП) ґрунту до шурфування і після, а також зміна втрати маси металу гравіметричним методом, яка характеризувала інтенсивність корозійних процесів.

Основою для визначення ступеня корозійної активності ґрунту було вибрано питомий електроопір ґрунту. Низькі значення питомого електроопору для шурфів 2 і 3 вказують на високу корозійну активність ґрунтів. Оскільки одним із

Таблиця 4

Характеристика модифікованих ізоляційних покриттів

Праймер	Мастика	Адгезія стрічки до мастики, Н/мм	Адгезія мастики до заґрунтованого металу, Н/мм ²	Загальна товщина захисного покриття, мм	Міцність під час удару при 20 °С, Дж
A	A	1,5	0,55	4,3	15
A+0,05-0,2 мас. % інгібітора	A+0,05-0,2 мас. % інгібітора	1,54–1,7	0,58–0,70	4,3	15

екологічних показників, який характеризує корозійну активність ґрунту, є кислотність, то важливим було простежити, як змінюється кислотність ґрунту, відібраного зверху і знизу масиву трубопроводу, зліва та справа по ходу газу. Кислотність ґрунтів зумовлена наявністю іонів Гідрогену, концентрація яких виражається величиною рН. Величина рН у ґрунті змінюється залежно від загальної мінералізації ґрунтових вод і наявності в них карбонатної і мінеральних кислот, кислих і основних солей. За величиною рН розрізняють ґрунти: сильнокислі (3–4,5), кислі (4,5–5,5), слабкокислі (5,5–6,5), нейтральні (6,5–7,0), слабколужні (7,0–7,5), лужні (7,5–8,5), сильнолужні (понад 8,5) [8].

Залежно від того, в якому стані знаходяться в ґрунті йони Гідрогену, розрізняють такі види кислотності: актуальна (активна) і потенційна (прихована), яка поділяється на обмінну і гідролітичну. Актуальна кислотність зумовлена йонами Гідрогену, що знаходяться в ґрунтовому розчині. Про її величину судять за результатами аналізу водної витяжки з ґрунту. Актуальна кислотність характеризує кислотність ґрунту на момент її визначення.

За методикою [9] (за допомогою універсального індикатора та рН-метра марки рН-150МІ) було визначено актуальну кислотність відібраних проб ґрунту (табл. 2).

Для характеристики корозійної активності ґрунтів недостатньо оперувати тільки значенням рН, оскільки воно вказує лише на активність іонів Гідрогену у ґрунтовому розчині, але не вказує на кількісний вміст кислот у ґрунті, бо належить тільки до дисоційованої частини кислот.

Також необхідно було виключити можливість посилення корозійних процесів наявністю сульфат-йонів (SO_4^{2-}). Саме з цією метою було проаналізовано водні витяжки ґрунтів на предмет SO_4^{2-} якісною реакцією з водним розчином хлориду барію [10]. Випадання білого осаду (поява муті) свідчить про наявність іонів SO_4^{2-} у ґрунтових водах. Було проаналізовано водні витяжки всіх відібраних проб ґрунту і одержано такі результати (табл. 3).

Із одержаних даних видно, що сульфат-йони присутні в ґрунтових водах відібраних проб на відмітках ПК 576+00 і ПК 646+00, що свідчить про наявність у ґрунтах сульфатів (можливо, MgSO_4 , FeSO_4 , Na_2SO_4 , $\text{Al}_2(\text{SO}_4)_3$). Наявність сульфат-йонів у ґрунтових водах вказує на можливість розвитку мікробіологічної корозії підземних газопроводів.

Отже, зіставляючи дані кислотності ґрунту з даними якісного аналізу сульфат-йонів, можна припустити, що ґрунти з шурфів на відмітках ПК 576+00 і ПК 646+00 є корозійно-активними.

Для повноти уявлення про корозійну активність ґрунтів було проаналізовано також значення питомого електроопору ґрунтів (див. табл. 1).

З одержаних даних видно, що на трасі магістрального газопроводу спостерігається суттєве зниження питомого електроопору ґрунту на досліджуваній ділянці трубопроводу від позначки ПК 163+32 до ПК 576+00 і ПК 646+00, що вказує на високу корозійну активність ґрунтів. Порівнюючи одержані значення питомого електроопору зразків ґрунту з даними літературних джерел, можемо допустити, що найбільш ймовірна швидкість розвитку пітінгів становитиме 0,18 мм/рік. Для більш точної оцінки корозійної активності ґрунтів було проведено серію дослідів із відібраними зразками ґрунтів із визначення маси втрат металу гравіметричним методом, який є досить простим у технічному плані та поширеним [7].

На рис. 1, 2 та 3 приведено залежності втрати маси металу в ґрунтах на різних ділянках траси.

Аналіз одержаних залежностей $\Delta P=f(I)$ (див. рис. 1–3) показав, що на ділянках траси магістрального газопроводу ґрунти за втратою маси металу відносять до ґрунтів середньої корозійної активності.

Зіставляючи результати досліджень із визначення корозійної активності ґрунтів прокладання магістрального газопроводу можна стверджувати, що ґрунти на досліджуваних ділянках траси належать до ґрунтів із високим ступенем корозійної активності. Наявність у них SO_4^{2-} вказує на можливий розвиток біокорозійних процесів за участі СВБ. Тому для запобігання біокорозії металу трубопроводу запропоновано використання ізоляційного покриття на основі бітумно-полімерної мастики (А), модифікованої інгібітором із класу амінів [11]. У табл. 4 приведено характеристики інноваційних біостійких модифікованих ізоляційних покриттів.

Аналіз одержаних результатів показав, що введення запропонованого інгібітора корозії як до складу праймера, так і до складу мастики дає змогу отримувати ізоляційні покриття, використання яких допоможе підвищити ефективність протикорозійного та мікробіологічного захисту експлуатації підземних газопроводів.

Висновки

1. Проведено дослідження корозійної активності ґрунтів на прикладі одного з магістральних газопроводів Південного регіону.

2. У результаті комплексного обстеження ґрунтів на досліджуваних ділянках траси магістрального газопроводу встановлено, що ґрунти належать до ґрунтів із високим ступенем корозійної активності, що призводить до інтенсифікації корозійних процесів підземних газопроводів.

3. Наявність сульфат-йонів у водних витяжках ґрунту на досліджуваних ділянках траси МГ вказує на розвиток мікробіологічної корозії за участі сульфатвідновлювальних бактерій.

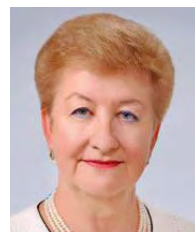
4. З метою підвищення протикорозійного захисту магістрального газопроводу на досліджуваних ділянках із урахуванням корозійної активності ґрунтів рекомендовано використовувати розроблене інноваційне біостійке проти-

корозійне покриття на основі бітумно-полімерної мастики, модифікованої інгібітором із класу амінів.

Список літератури

1. **Говдяк Р.М.** Підвищення ефективності магістральних газопроводів на пізній стадії експлуатації: автореф. на здобуття наук. ступ. док. техн. наук / Р.М. Говдяк. – Івано-Франківський нац. техн. ун-т нафти і газу, 2008. – 32 с.
2. **Кривенко Г.М.** Прогнозування екологічного та технічного ризиків при експлуатації магістральних нафтопроводів з пересіченим профілем траси: автореф. на здобуття наук. ступ. канд. техн. наук / Г.М. Кривенко. – Івано-Франківський нац. техн. ун-т нафти і газу, 2005. – 23 с.
3. **Кутуков С.Е.** Технологический и экологический мониторинг систем магистрального транспорта и промышленного сбора нефти. Практика и перспективы совершенствования / С.Е. Кутуков // Безопасность жизнедеятельности. Приложение. – 2004. – № 8. – 16 с.
4. **Середницький Я.** Сучасна протикорозійна ізоляція в трубопроводному транспорті / Я. Середницький, Ю. Банахевич, А. Драгілев. – Львів: ТзОв «Сплайн», 2004. – 276 с. – II ч.
5. **Миронюк С.Г.** Анализ аварийности промышленных нефтепроводов в регионе и оценка риска их эксплуатации / С.Г. Миронюк, И.А. Пронина // Новые технологии для очистки нефтезагрязненных вод, почв, переработки и утилизации нефтешламов: Тезисы докладов Международной конференции. – М.: Ноосфера, 2001. – С. 290–292.
6. **ДСТУ 3291-95** Методи оцінки біокорозійної активності ґрунтів і виявлення наявності мікробної корозії на поверхні підземних металевих споруд. – К.: Держстандарт України, 1996. – 28 с.
7. **Жуков В.И.** Битумная изоляция подземных трубопроводов / В.И. Жуков, Ф.Г. Храмынин. – М.: Госстройиздат, 1964. – 120 с.
8. **Стрижевский И.В.** Подземная коррозия и методы защиты / И.В. Стрижевский. – М.: Металлургия, 1986. – 112 с.
9. **Крикунов В.Г.** Лабораторний практикум по ґрунтознавству / В.Г. Крикунов, Ю.С. Кравченко, В.В. Криворучко [та ін.]. – Біла Церква, 2003. – 83 с.
10. **Полутренко М.С.** Аналітична хімія. Конспект лекцій МВ 02070855 – 934 – 2002 / М.С. Полутренко. – Івано-Франківськ: Факел, 2002. – 117 с.
11. **Пат. 82775 Україна**, МПК (2006) C23 F 11/00, F 16L 58/02. Спосіб захисту підземних нафтогазопроводів від корозії / Крижанівський Є.І., Федорович Я.Т., Полутренко М.С., Гужов Ю.П., Федорович І.В.; заявник і патентовласник Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу. – № а200610107; опубл. 12.05.2008, Бюл. № 9, 2008.

Автор статті



Полутренко Мирослава Степанівна

Доктор технічних наук, професор, завідувач кафедри хімії ІФНТУНГ, лауреат Державної премії України в галузі науки і техніки.

Наукові інтереси: синтез нових органічних мономерів, пластифікаторів, пошук альтернативних джерел вуглеводнів, підвищення ефективності протикорозійного та мікробіологічного захисту підземних металоконструкцій.

Деякі показники розвитку газової промисловості США

Останнім часом завдяки зростанню обсягів видобутку газу з нетрадиційних джерел загальний видобуток газу в США постійно збільшувався, і 2013 р., за оцінками Energy Information Administration (EIA), за цим показником країна посіла перше місце у світі (рис. 1).

Це сприяло значному падінню цін на газ і дає можливість країні уже в найближчій перспективі приступити до значних експортних поставок газу, зокрема у зрідженому стані.

Динаміку зміни середніх річних цін на газ у дол. США за мільйон британських теплових одиниць наведено на рис. 2.

Як видно з рис. 2, ціни на газ у 2011–2014 рр. зменшилися порівняно з 2005 р. майже у чотири рази і становлять 80–90 дол. США за 1 000 м³. Прогнозується, що

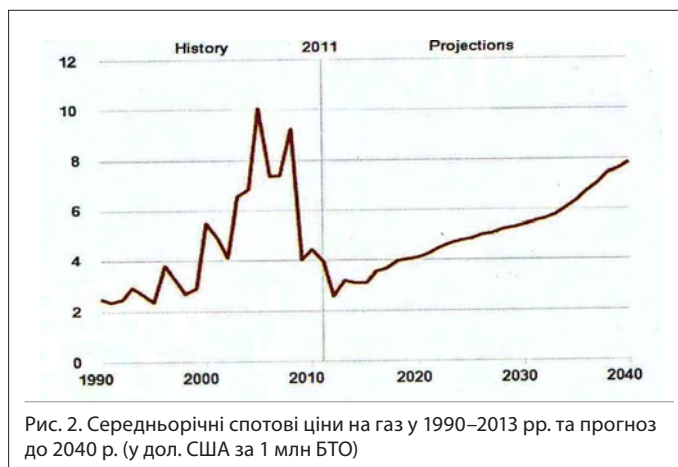


Рис. 2. Середньорічні спотові ціни на газ у 1990–2013 рр. та прогноз до 2040 р. (у дол. США за 1 млн БТО)

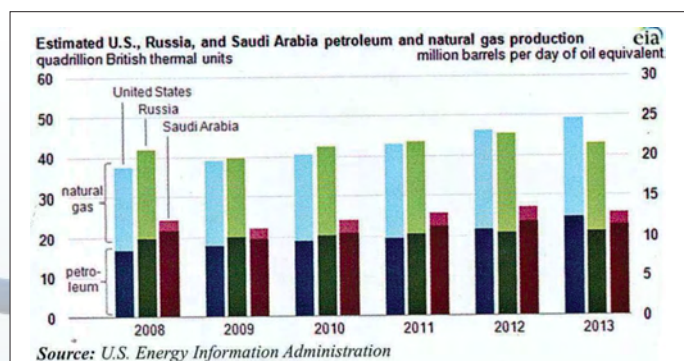


Рис. 1. Продукція нафти (у мільйонах барелів на добу) і природного газу (у квадрильйонах британських теплових одиниць) у США, Росії та Саудівській Аравії за 2008–2013 рр.

2020 року вони сягнуть позначки 125 дол. США, а в 2035–2040 рр. зростуть до 150–180 дол. США за 1 000 м³.

Примітка

Для оперативних розрахунків можна користуватися такими співвідношеннями: 1 барель нафти на добу дорівнює 0,159 м³ на добу, або приблизно 50 тонн нафти на рік; 1 млн БТО відповідає 252 тис. ккал., що у перерахунку на природний газ калорійністю 8 тис. ккал (при стандартній температурі 20 °C) рівнозначно 32 м³.

З.П. Осінчук
канд. техн. наук

За матеріалами
Jodle M. Gunzberg. Implications of U.S. natural gas growth: will gas bills be cheaper? // Pipeline & Gas Journal/December 2013/рр. 40–43.

