

Нафтова і газова промисловість

№1/2009

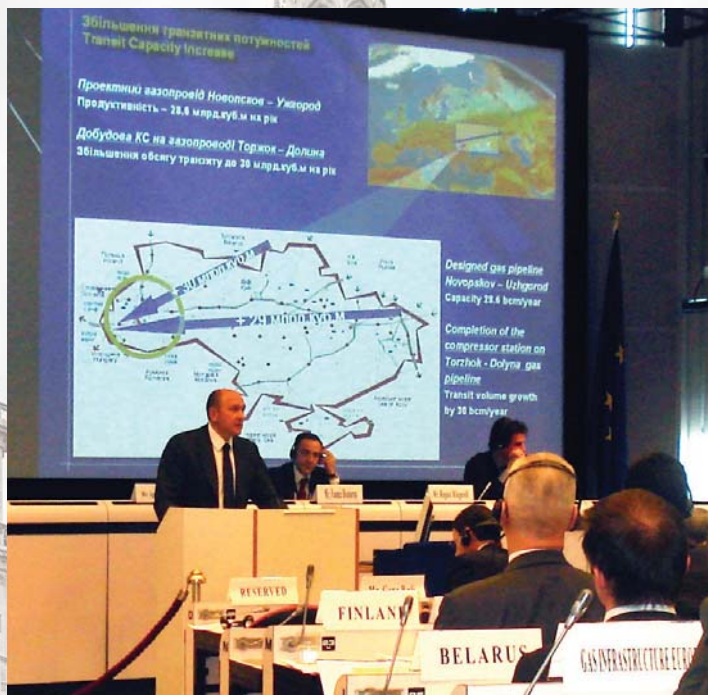
journal@naftogaz.net

Реалізація політики енергозбереження
в НАК «Нафтогаз України»
ТАРАШЕВСЬКИЙ В.С., БОНДАРЕНКО В.С., ОГОРОДНИК В.А.

Можливість постачання скрапленого
природного газу в Україну
УНІГОВСЬКИЙ Л.М., ЧАСТУХІН В.В.,
ЛАКТИОНОВ О.В., КУЦАН Н.В.

Аналіз навантаження на замкові
з'єднання бурильної колони
ЛИСЯНИЙ Г.М., ОГОРОДНІКОВ П.І., БУЗІНОВ О.В.

Газотранспортна система України – важлива ланка енергетичної безпеки Євразійського континенту



На виконання положень Меморандуму про розуміння між Україною та Європейським Союзом щодо співробітництва в енергетичній галузі, що був підписаний 14 вересня 2007 р., 23 березня 2009 р. у столиці Королівства Бельгія Брюсселі відбулася Міжнародна інвестиційна конференція з модернізації української газотранспортної системи.

Серед учасників конференції – високопосадовці представники виконавчих органів Європейської комісії та країн Європи, Президент України Віктор Ющенко, Прем'єр-міністр України Юлія Тимошенко, посадовці українського уряду, а також представники міжнародних фінансових установ – Європейського інвестиційного банку, Європейського банку реконструкції та розвитку, Світового банку.

Делегацію НАК «Нафтогаз України» очолював перший заступник голови правління Ігор Діденко.

Під час заходу розглядалися надзвичайно важливі питання – поточний технологічний стан та особливості функціонування української газотранспортної системи, перспективи залучення інвестицій для подальшого її розвитку в умовах глобалізації світового енергетичного ринку.

Робоча програма заходу складалася із засідань трьох секцій: «Енергетична безпека ЄС – Україна», «Модернізація газової транзитної системи України», «Реформи в газовому секторі України та інвестиційні можливості».

Із метою забезпечення високого рівня інформування учасників заходу фахівці компанії «Нафтогаз України» та дочірньої компанії «Укртрансгаз» підготували відповідний майстер-план згідно з тематикою конференції. В цьому документі представлено інформацію про технічний та технологічний стан об'єктів газотранспортної системи, визначено стратегічні напрями модернізації та реконструкції, надано обґрунтування щодо вибору пріоритетних об'єктів системи для проведення робіт, зроблено оцінку необхідних коштів.

За результатами конференції було прийнято спільну заяву, яку підписали Прем'єр-міністр України Юлія Тимошенко, Комісар з питань зовнішніх відносин та європейської політики добросусідства Беніта Ферреро-Вальднер, Комісар з питань енергетики Андріс Пієбалгс, президент Європейського інвестиційного банку Філіп Майстадт, перший віце-президент Європейського банку реконструкції та розвитку Варель Фреман, директор Світового банку в Україні, Білорусі та Молдові Мартін Райзер.

Церемонія підписання відбулася у присутності Президента України Віктора Ющенка та Президента Європейської комісії Жозе Мануеля Баррозу.

У коментарях учасників та публікаціях у ЗМІ зазначається, що завдяки проведенню конференції створено засади для подальшої поступової інтеграції України до енергетичного ринку Євросоюзу.



У номері

ЕНЕРГОЕФЕКТИВНІСТЬ

ТАРАШЕВСЬКИЙ В.С., БОНДАРЕНКО В.С., ОГОРОДНИК В.А.

Реалізація політики енергозбереження в НАК «Нафтогаз України» 3

ЕКОНОМІКА ТА ПРОБЛЕМИ РОЗВИТКУ

УНІГОВСЬКИЙ Л.М., ЧАСТУХІН В.В., ЛАКТИОНОВ О.В., КУЦАН Н.В.

Можливість постачання скрапленого природного газу в Україну 7

ПЕРЕВОЗОВА І.В., КАФКА С.М.

Облікові аспекти формування витрат на дослідження та розробку нафтових і газових родовищ 10

ГЕОЛОГІЯ НАФТИ І ГАЗУ

КОПЧАЛЮК А.Я.

Вибір методу визначення швидкості звуку у міжтрубному просторі видобувної свердловини (на прикладі св. 1-Скороходівської) 13

ЧОРНИЙ О.М.

Щодо методики ізоляції підпошовних вод у свердловинах Летнянського газового родовища. 16

БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН

АНДРУСЯК А.М., ГАЙДАМАКА О.В., ТЕРШАК Б.А., МРОЗЕК Є.Р.

Системи бурових промивальних рідин із органоколоїдними складовими 19

МИСЛЮК М.А., ВАСИЛЬЧЕНКО А.О.

Попередження забруднення продуктивних пластів під час їх розкриття 23

ГУЛЯЄВ В.І., ГАЙДАЙЧУК В.В., ХУДОЛІЙ С.М., ГЛОВАЧ Л.В.

Сучасні методи теоретичного моделювання станів бурливих колон у похило-скерованих свердловинах. 26

ВАСИЛЬЧЕНКО А.О., ЖУГАН О.А., КУСТУРОВА О.В., ШЕВЧЕНКО Р.О.

Третій параметр, або Новий підхід до визначення та інтерпретації водовіддачі бурового розчину 35

ЛИСЯНИЙ Г.М., ОГОРОДНИКОВ П.І., БУЗІНОВ О.В.

Аналіз навантаження на замкові з'єднання бурильної колони 38

МРОЗЕК Є.Р., МАГУН М.Я., ГУРСЬКИЙ С.А., ЗІНЬКОВ Р.В.

Досвід застосування лігносульфонатного реагенту РВ-СМ під час будівництва свердловин 40

ВИДОБУВАННЯ НАФТИ І ГАЗУ

НАГОРНИЙ В.П., ДЕНИСЮК І.І., РУДЮК Я.О.

Теоретичні дослідження передачі енергії імпульсного навантаження у пласт 43

РУДИЙ М. І., РУДИЙ С. М.

Технології дії на привибійну зону пласта видобувних свердловин із використанням поверхнево-активних речовин 45

ЗАЗУЛЯК О.М., РУЩАК В.Б., АСЄЄВ С.Ю.

Експрес-метод визначення оціночних параметрів привибійної зони нафтових і нагнітальних свердловин 49

ЗАРУБІН Ю.О., ЄГЕР Д.О., ТАРАН О.В.

Можливості довгострокового прогнозу видобутку нафти і газу в Україні. 52

АВТОМАТИЗАЦІЯ ТА ІНФОРМАЦІЙНІ ТЕХНОЛОГІЇ

НІЩЕТА В.В., СИДОРОВ В.А.

Класифікація вібросистем. 60

ІНФОРМАЦІЯ 6, 12, 37, 50, 51, 59, 64

Перелік статей, опублікованих у 2008 р. 31

Нафтова і газова промисловість

Науково-виробничий журнал
Виходить один раз на два місяці

Засновано в 1960 р.

ДЕРЖНАФТОГАЗПРОМ

НАЦІОНАЛЬНА АКЦІОНЕРНА КОМПАНІЯ
НАФТОГАЗ
У К Р А Ї Н И



NATIONAL JOINT-STOCK COMPANY
NAFTOGAZ
OF UKRAINE

УКРАЇНСЬКА
НАФТОГАЗОВА
АКАДЕМІЯ

НАЦІОНАЛЬНА
ГАЗОВА СПІЛКА
У К Р А Ї Н И

ЗАРЕЄСТРОВАНО
в Міністерстві інформації України.
Свідоцтво про реєстрацію КВ № 2600
від 05.05.1997 р.

Постановою Президії ВАК України журнал внесено до переліку науково-фахових видань України, в яких можуть публікуватися результати дисертаційних робіт на здобуття наукового ступеня доктора або кандидата наук за спеціальностями "Геологічні науки" та "Технічні науки" (Бюлетень ВАК України, 1999, № 4)

1 '2009

1 (243) січень–лютий

Contents

ENERGY EFFICIENCY

TARASHEVS'KYI V.S., BONDARENKO V.S., OGORODNYK V.A.

Energy saving policy realization in NJSC «Naftogaz of Ukraine» 3

ECONOMY AND DEVELOPMENT

UNIGOV'S'KYI L.M., CHASTUKHIN V.V., LAKTIONOV O.V., KUTSAN N.V.

The possibility of liquefied natural gas (LNG) supply to Ukraine 7

PEREVOZOVA I.V., KAFKA S.M.

Accounting aspects of expense formation for exploration and development of oil and gas fields 10

OIL AND GAS GEOLOGY

KOPCHALIUK A.Ya.

The choice of sound speed identification method in annulus of producing well

(by the example of the well 1 Skorokhodivske). 13

CHORNYI O.M.

Concerning the method of isolation of the layer water inflow in bore holes of Letnia gas field 16

WELLS DRILLING

ANDRUSIAK A.M., GAIDAMAKA O.V., TERESHCHAK B.A., MROZEK Ye.R.

Drilling fluids systems with organic-colloid constituents 19

MYSLIUK M.A., VASYL'CHENKO A.O.

Prevention of productive layers contamination during well completion 23

GULIAIEV V.I., GAIDAICHUK V.V., HUDOLII S.M., GLOVACH L.V.

Modern methods for theoretical simulation of drill column in inclined bore-holes 26

VASYL'CHENKO A.O., ZHUGAN O.A., KUSTUROVA O.V., SHEVCHENKO R.O.

A new approach as for determination and interpretation of fluid loss 35

LYSIANYI G.M., OGORODNIKOV P.I., BUZINOV O.V.

The analysis of loading on the tool joint of drill pipe 38

MROZEK Ye.R., MAGUN M.Ya., GURS'KYI S.A., ZIN'KOV R.V.

*The experience of lignosulphate drilling mud RV-SM application
in the process of wells' construction* 40

OIL AND GAS PRODUCTION

NAGORNYI V.P., DENYSIUK I.I., RUDIUK Ya.O.

Theoretical researches of the impulse load energy transmission in the layer 43

RUDYI M.I., RUDYI S.M.

*The technology of influence on the bottomhole formation zone
of productive wells using surfactants* 45

ZAZULIAK O.M., RUSHCHAK V.B., ASIEIEV S.Yu.

An express-method of evaluating well bottom zone parameters of oil and injection wells 49

ZARUBIN Yu.O., YEGER D.O., TARAN O.V.

Possibilities of long-term predicting of oil and gas production in Ukraine 52

AUTOMATION AND INFORMATION TECHNOLOGIES

NISHCHETA V.V., SYDOROV V.A.

Vibro systems' classification 60

INFORMATION 6, 12, 37, 50, 51, 59, 64

List of articles published in 2008 31

Oil & gas industry

• January – February •

Головний редактор

О.В. Дубина, канд. техн. наук

Заступник головного редактора

З.П. Осінчук, канд. техн. наук

Редакційна колегія:

Андрішин М.П., канд. техн. наук

Бойченко С.В., докт. техн. наук

Бутинець Ф.Ф., докт. екон. наук

Гінзбург М.Д., докт. техн. наук

Грудз В.Я., докт. техн. наук

Данилюк М.О., докт. екон. наук

Деркач М.П., канд. техн. наук

Діак І.В., канд. техн. наук

Драганчук О.Т., докт. техн. наук

Дубровський В.В., канд. техн. наук

Євдошук М.І., докт. геол. наук

Єгер Д.О., докт. техн. наук

Зарубін Ю.О., докт. техн. наук

Іщук Ю.Л., докт. техн. наук

Капцов І.І., докт. техн. наук

Карп І.М., докт. техн. наук

Кісіль І.С., докт. техн. наук

Клюк Б.О., канд. техн. наук

Ковалко М.П., докт. техн. наук

Кондрат Р.М., докт. техн. наук

Коцкулич Я.С., докт. техн. наук

Кравченко І.С., докт. екон. наук

Крижанівський Є.І., докт. техн. наук

Крупський Б.Л., канд. геол.-мінерал. наук

Лапко О.О., докт. екон. наук

Лизун С.О., докт. геол.-мінерал. наук

Мищенко В.С., докт. екон. наук

Мних Є.В., докт. екон. наук

Мова В.В., докт. екон. наук

Олексюк В.І., канд. техн. наук

Рибич І.Й., канд. техн. наук

Розгонюк В.В., канд. техн. наук

Руднік А.А., канд. техн. наук

Світлицький В.М., докт. техн. наук

Семенцов Г.Н., докт. техн. наук

Середницький Л.М., канд. техн. наук

Середюк М.Д., докт. техн. наук

Фик І.М., докт. техн. наук

Яремійчук Р.С., докт. техн. наук

Над номером працювали:

Управління науково-технічної політики

НАК «Нафтогаз України»

Відділ редагування

та організації випуску журналу

Начальник відділу

Т.П. Умущенко

Заступник начальника відділу

О.М. Омельченко

Редактор Н.Г. Ворона

Здано до складання 08.08.2009

Підписано до друку 21.08.2009

Формат 60×90/8. Папір крейдований

Офсетний друк. Умовн.-друк. арк. 8,0

Умовн. фарб.-відб. 32,0. Обл.-вид. арк. 9,4

Тираж 1 000 прим. Зам. 887

Адреса редакції:

01001, Київ-1, вул. Богдана Хмельницького, 6

Телефони: (+38 044) 586 3681, 586 3682

Факс +38 044 594 7669

E-mail: journal@naftogaz.net

Видавництво «Енергобізнес»

Телефон: +38 044 230 2944

Передрук статей – тільки з дозволу редакції

© НАК «Нафтогаз України», 2009

В. С. Тарашевський
В. С. Бондаренко
В. А. Огородник
канд. фіз.-мат. наук
НАК «Нафтогаз України»

УДК 620.621.31

Реалізація політики енергозбереження в НАК «Нафтогаз України»

Одним із основних економічних показників, що характеризує ефективність економіки в цілому, її відповідність сучасному рівню розвитку техніки та технологій, а також організації суспільства, є величина енергоемності валового внутрішнього продукту (ВВП) економіки країни.

На сьогодні енергоемність ВВП економіки України значно перевищує відповідний показник у високорозвинених країнах. Енергетичною стратегією України на період до 2030 р. передбачено істотне покращення показників енергетичної ефективності всіх галузей національної економіки.

Обсяги використання паливно-енергетичних ресурсів

Для видобування, транспортування, зберігання та розподілу газу і нафти підприємства НАК «Нафтогаз України» використовують природний газ, електроенергію, теплову енергію та деякі інші види паливно-енергетичних ресурсів (ПЕР).

У табл. 1 наведено структуру виробничо-технологічних витрат та нормованих втрат (ВТВ) дочірніх компаній та акціонерних підприємств, що перебувають у корпоративному управлінні НАК «Нафтогаз України» у 2008 р.

Із загальної кількості витрат ПЕР (9,3 млн т у. п.) найбільше (65,6 %) витрачається ДК «Укртрансгаз» на транспортування газу магістральними газопроводами – 6,2 млн т у. п., у тому числі 5,2 млрд м³ газу становить природний газ, який використовують для забезпечення роботи газоперека-

Рассмотрены современные состояние и перспективы реализации политики энергоэффективности в нефтегазовом комплексе Украины.

The authors consider present state and realization prospects of energy efficiency policy in the oil and gas industry of Ukraine.

чувальних агрегатів (ГПА) на компресорних станціях (КС).

Низьке значення коефіцієнта корисної дії (ККД) парку ГПА системи магістральних газопроводів (фактичний – 28 %, паспортний – 29 %) порівняно з сучасними агрегатами (34–36 %) зумовлює перевищення виробничо-технологічних витрат газу на його транспортування на 1–1,5 млрд м³ на рік.

У Комплексній державній програмі енергозбереження України на 1996–2010 рр. заплановано проведення модернізації парку ГПА (ДК

«Укртрансгаз») шляхом їх реконструкції або заміни на нові сучасні двигуни з ККД 34–38 %. Але у зв'язку з фінансовими труднощами заміну здійснюють значно нижчими темпами, ніж заплановано (табл. 2).

Результати та перспективи реалізації політики енергоощадження

Впровадження енергозберігаючих заходів на підприємствах Компанії протягом 2001–2008 рр. здійснювалось згідно з Комплексною державною програмою енергозбереження України та відповідними галузевими програмами підприємств Компанії.

Таблиця 1

Структура виробничо-технологічних витрат та нормованих втрат паливно-енергетичних ресурсів у 2008 р.

Назва дочірньої компанії, акціонерного підприємства	Всього ПЕР тис. т у. п.	В тому числі							
		природний газ		електрична енергія		природний газ		інші види ПЕР	
		млн м ³	%	млн кВт·год	%	тис. Гкал	%	тис. т у. п.	%
ДК «Укртрансгаз»	6 217,7	5 240,6	97,9	716,6	1,4	354,2	0,7	–	–
ДК «Газ України»	1 293,5	1 044,1	93,6	142,2	3,8	104,4	0,2	50,0	3,8
ДАТ «Укргазвидобування»	440,7	300,4	79,1	271,1	7,4	262,6	9,0	21,4	4,2
ВАТ «Укрнафта»	1 228,0	329,4	31,1	453,3	12,9	277,3	3,3	824,8	67,1
ВАТ «Укртранснафта»	105,7	8,3	9,1	264,6	87,6	18,0	2,9	0,43	0,4
ДАТ «Чорноморнафтогаз»	37,3	24,7	76,7	0,06	18,8	0,01	4,4	–	–
Всього НАК «Нафтогаз України»	9 217,2	6 947,0	87,4	1 847,9	7,0	1 016,5	1,6	896,6	9,7

Таблиця 2

Планові і фактичні показники заміни газотурбінних двигунів (ГТД) за період 2000–2007 рр. у ДК «Укртрансгаз»

Показники	Рік введення ГТД в експлуатацію									Всього 2000–2008
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	
Заплановано, од.	20	34	34	34	34	34	22*	15*	13*	240
Фактично, од.	6	1	13	7	3	3	0	4	0	37

* За Програмою реконструкції КС ДК «Укртрансгаз» на 2006–2015 рр.

Результати проведеної роботи щодо підвищення ефективності використання ПЕР наведено у табл. 3.

Відзначимо зростання частки зекономлених ПЕР у загальному обсязі ВТВ Компанії. За період 2001–2008 рр. обсяг ВТВ знижено на 3,36 млн т у. п., що досягнуто за рахунок модернізації парку ГПА на КС ДК «Укртрансгаз» (37 од.), використання скидного енергетичного ресурсу (некондиційних видів газу), впровадження комплексу режимно-технологічних та організаційно-технічних заходів із енергоощадження.

На газорозподільній станції м. Северодонецьк (УМГ «Донбастрансгаз») у червні 2008 р. уведено в експлуатацію турбодетандерну електростанцію потужністю 4 МВт, що вироблятиме до 30 млн кВт-год електроенергії на рік за рахунок використання надлишкового тиску газу під час редукування.

Зокрема, ДК «Укргазвидобування» введено в експлуатацію дві електростанції загальною потужністю до 9 МВт, що працюють за рахунок використання газу регенерації на газовому родовищі Локачі.

Окрім того, впроваджено:

на Шебелинській дільниці з переробки газового конденсату – котли-утилізатори, що використовують

супутній технологічний газ та когенерційну установку потужністю 6 МВт;

на Юліївському нафтогазовому промислі – ежекторні вузли для утилізації газів деетанізації, що дало можливість утилізувати понад 30 млн м³ природного газу;

на Хрестищенському промислі здійснено реконструкцію аміачної охолоджувальної установки з впровадженням турбодетандерних установок замість морально та фізично застарілої схеми підготовки газу.

На сьогодні в ДК «Укргазвидобування» електростанції, що працюють за рахунок використання скидного енергетичного ресурсу, виробляють 102 млн кВт-год електроенергії на рік, тобто 37 % від загальної кількості спожитої цією Компанією електроенергії.

Підвищенню енергоефективності нафтогазової галузі суттєво сприяє нормування питомих витрат ПЕР, що здійснюють на виконання вимог Закону України «Про енергозбереження» та згідно з Загальним положенням про порядок нормування питомих витрат ПЕР у суспільному виробництві, затвердженим Постановою Кабінету Міністрів України від 15 липня 1997 р. № 786. Питомі норми витрат ПЕР розробляються із урахуванням конкретних умов, технологій

та організації виробництва, досягнень науки і техніки та мають бути орієнтовані на прогресивні показники енерговикористання.

Результати роботи знайшли відображення у зниженні питомих витрат ПЕР на виконання основних видів робіт підприємств НАК «Нафтогаз України» (табл. 4).

Досягнуто поступового щорічного зниження питомих витрат природного газу на його транспортування магістральними газопроводами (ДК «Укртрансгаз») та електроенергії на видобування природного газу (ДК «Укргазвидобування»).

Збільшення питомих витрат електроенергії на видобування нафти та конденсату (БАТ «Укрнафта») зумовлене зростанням обводненості свердловин, зменшенням частки фонтанного видобутку, що призводить до збільшення кількості свердловин із механізованим способом видобування нафти.

Із метою активізації роботи у сфері енергоефективності розроблено та наказом Мінпаливенерго від 01.10.08 № 490 затверджено Програму енергозбереження на підприємствах НАК «Нафтогаз України» на 2008–2012 рр. (далі – Програма).

Основними напрямками діяльності у Програмі визначено:

1. Проведення докорінної модернізації парку ГПА шляхом встановлення нових агрегатів на стратегічно важливих магістральних газопроводах Уренгой–Помари–Ужгород, «Прогрес», «Союз», Єлець–Курськ–Кривий Ріг.

2. Впровадження комплексу мало-витратних організаційно-технічних та режимно-технологічних заходів із енергоощадження.

3. Впровадження енергогенеруючих установок, що використовують

Динаміка зміни обсягів ВТВ та економії ПЕР за рахунок впровадження енергозберігаючих заходів за період 2001–2008 рр.

Рік	Обсяг ВТВ	Обсяг ПЕР, зекономлених у результаті впровадження заходів із енергоощадності		Частка зекономлених ПЕР у загальному обсязі ВТВ
		всього	у тому числі природного газу	
		тис. т у.п.	млн м³	
2001	12 620,4	178,0	108,1	1,4
2002	12 194,8	488,8	214,9	4,0
2003	12 565,2	301,2	231,8	2,4
2004	11 274,7	377,6	229,9	3,4
2005	11 226,7	293,1	295,1	3,5
2006	10 562,0	460,9	348,0	4,4
2007	9 313,2	546,0	400,0	5,9
2008	9 255,5	509,48	380,4	5,5

Таблиця 3

Динаміка норм питомих витрат ПЕР на основні види робіт підприємств НАК «Нафтогаз України»

Вид роботи	Види ПЕР, що використовують	Одиниці вимірювання	Роки						
			2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Транспортування природного газу магістральними газопроводами (ДК «Укртрансгаз»)	Природний газ	кг у. п. млн м ³ ·м	31,59	31,83	31,68	31,15	29,31	28,71	29,8
Транспортування нафти магістральними газопроводами (БАТ «Укртрансгаз»)	Електроенергія	кВт·год тис. т км	7,716	8,474	8,101	7,544	7,249	7,264	7,426
Видобування природного газу (ДК «Укргазвидобування»)	Електроенергія	кВт·год тис. м ³	10,12	9,48	8,90	7,10	6,95	6,92	6,91
Видобування нафти та конденсату (БАТ «Укрнафта»)	Електроенергія	кВт·год т	90,5	91,7	91,3	94,8	94,7	98,90	106,3

Таблиця 4

скидний (вторинний) енергетичний ресурс технологічних процесів для виробництва електричної та теплової енергії. До скидного енергетичного ресурсу на підприємствах Компанії відносять такі його види:

теплову енергію вихлопних газів ГТД на КС (ДК «Укртрансгаз», ДК «Укргазвидобування»);

енергію надлишкового тиску газу, що вивільняється під час його редукування на ГРС (ДК «Укртрансгаз»);

некондиційні види газу – відхідні гази технологічних печей, газ вивітрювання та газ регенерації (ДК «Укргазвидобування»), попутний нафтовий газ (ДК «Укргазвидобування», ВАТ «Укрнафта»), некондиційний вакуумний газ (ВАТ «Укрнафта»).

Для використання скидного енергетичного ресурсу Програмою передбачено ввести в експлуатацію три когенераційних установки загальною потужністю 70 МВт та 44 турбодетандерних енергоустановки – 145 МВт відповідно. Це забезпечить виробництво майже 2,2 млрд кВт-год на рік екологічно «чистої» електроенергії, яку будуть використовувати для забезпечення власних підприємств Компанії.

Зведені показники економії ПЕР за рахунок реалізації заходів із енергоощадження, передбачених у Програмі, наведено в табл. 5. У рядках таблиці «економія/виробництво електроенергії» та «економія/виробництво теплоенергії» вказано кількість електричної та теплової енергій, яку вироблятимуть із використанням скидного енергетичного ресурсу. При цьому економія ПЕР, розрахована в тоннах умовного палива, виникає на теплових електростанціях Мінпаливенерго за рахунок заміщення електричної та теплової енергій, вироблених із органічних видів палива – вугілля, природного газу, мазуту, а також ядерного палива (у розрахунках прийнято, що на виробництво 1 кВт-год електроенергії використовують органічного палива 0,35 кг у. п., а на виробництво 1 Гкал теплової енергії – 0,17 т у. п.).

Реалізація заходів із енергозбереження, передбачених Програмою, забезпечить за період 2008–2012 рр. в цілому

Обсяги економії ПЕР, що передбачено у Програмі енергозбереження на підприємствах НАК «Нафтогаз України» на 2008–2012 рр.

Таблиця 5

НАК «Нафтогаз України»	Одиниці вимірювання	Всього на 2008–2012 рр.	По роках				
			2008	2009	2010	2011	2012
Економія природного газу	млн м ³	1 462,8	119,4	231,4	271,6	331,8	508,6
Економія / виробництво електроенергії	млн кВт-год	2 183,4	91,5	155,0	419,0	591,0	926,0
Економія / виробництво теплоенергії	тис. Гкал	6,0	2,4	3,6	0,0	0,0	0,0
Всього економія ПЕР	тис. т у. п.	2 465,3	171,1	323,5	462,3	592,6	915,6
у тому числі:							
ДК «Укртрансгаз»							
Економія природного газу	млн м ³	1 429,5	116,0	228,3	268,3	328,3	488,3
Виробництво електроенергії*	млн кВт-год	1 971,0	64,6	128,6	392,6	564,6	820,6
Всього економія ПЕР	тис. т у. п.	2 350,5	157,2	310,0	449,2	579,3	854,8
ДК «Укргазвидобування»							
Економія / виробництво електроенергії	млн кВт-год	115,0	23,0	23,0	23,0	23,0	23,0
Економія / виробництво теплоенергії	тис. Гкал	4,6	1,0	3,6	0,0	0,0	0,0
Всього економія ПЕР	тис. т у. п.	41,2	8,3	8,7	8,1	8,1	8,1
ДК «Укртранснафта»							
Економія природного газу	млн м ³	0,05	0,03	0,03	0,00	0,00	0,00
Економія електроенергії	млн кВт-год	11,2	2,2	2,3	2,4	2,4	1,8
Всього економія ПЕР	тис. т у. п.	4,0	0,8	0,8	0,9	0,9	0,6
ВАТ «Укрнафта»							
Економія природного газу	млн м ³	22,2	1,2	0,9	0,9	1,2	18,0
Економія / виробництво електроенергії	млн кВт-год	82,6	1,0	4,0	4,0	4,0	80,4
Економія/виробництво теплоенергії	тис. Гкал	1,4	1,4	0,0	0,0	0,0	0,0
Всього економія ПЕР	тис. т у. п.	55,0	2,0	1,2	1,2	1,5	49,1
ВАТ із газопостачання та газифікації							
Економія природного газу	млн м ³	11,1	2,2	2,2	2,2	2,2	2,3
Всього економія ПЕР	тис. т у. п.	12,9	2,5	2,5	2,6	2,6	2,7
ДАТ «Чорноморнафтогаз»							
Економія природного газу	млн м ³	0,14	0,03	0,0	0,1	0,0	0,0
Економія електроенергії	млн кВт-год	3,4	0,71	0,74	0,68	0,68	0,68
Всього економія ПЕР	тис. т у. п.	1,4	0,3	0,3	0,4	0,2	0,2

* Виробництво електроенергії здійснюється на турбодетандерних електростанціях, газорозподільних станціях ДК «Укртрансгаз». Спорудження та експлуатацію електростанцій здійснюють ЗАТ «Енерготехнології», «Когенераційні технології» та «Променергопроект».

Таблиця 6

Динаміка зменшення енергоемності доданої вартості за основними видами робіт підприємств НАК «Нафтогаз України» за рахунок реалізації заходів із енергоощадження (відносні одиниці)

Вид роботи	Назва підприємства/компанії	По роках				
		2008	2009	2010	2011	2012
Видобування природного газу	ДК «Укргазвидобування»	0,98	0,96	0,94	0,93	0,91
Видобування нафти та газового конденсату	ВАТ «Укрнафта»	1,00	1,00	1,00	0,99	0,96
Транспортування газу магістральними газопроводами та його зберігання у підземних сховищах	ДК «Укртрансгаз»	0,97	0,92	0,85	0,76	0,62
Транспортування нафти магістральними нафтопроводами	ВАТ «Укртранснафта»	0,98	0,96	0,93	0,92	0,90
Транспортування природного газу розподільними мережами	ДК «Газ України»	1,00	1,00	0,99	0,99	0,99
Видобування та транспортування газу і нафти	ДАТ «Чорноморнафтогаз»	0,99	0,98	0,97	0,96	0,96
Видобування, зберігання та транспортування газу і нафти	НАК «Нафтогаз України»	0,98	0,95	0,90	0,83	0,74

по НАК «Нафтогаз України» економію ПЕР обсягом 2,47 млн т у. п., у тому числі 1,46 млрд м³ природного газу, виробництво за рахунок скидного енергетичного ресурсу 2,2 млрд кВт-год електроенергії та 6 тис. Гкал теплової енергії.

Зазначимо, що одним із основних показників, за яким статистичні органи характеризують внесок окремих галузей або підприємств в економіку країни, є додана вартість. Тому і внутрішній розподіл енергоемності по галу-

зях економіки, регіонах, підприємствах необхідно характеризувати за показником енергоемності валової доданої вартості (ВДВ).

Розрахункове зменшення енергоемності доданої вартості основних видів робіт НАК «Нафтогаз України», що має бути досягнуто за рахунок реалізації заходів із енергозбереження, представлено у табл. 6 (значення енергоемності тут наведено у відносних одиницях, базовим роком для розрахунків взято 2007 р., у якому її

значення прийнято за одиницю). Зазначимо, що на сьогодні внесок НАК «Нафтогаз України» в загальну енергоемність ВДВ економіки України становить приблизно 5%.

У цілому по НАК «Нафтогаз України» за період 2008–2012 рр. передбачено зменшення енергоемності доданої вартості за основними видами робіт підприємств Компанії на 26%.

Галузеві нормативно-правові документи

Для нормативно-правового та нормативно-технічного забезпечення розвитку енергозбереження в нафтогазовій галузі НАК «Нафтогаз України» розроблено:

СОУ «Оцінка економічної ефективності впровадження енергозберігаючих

заходів та технологій. Методика», який призначено для попередньої оцінки економічної ефективності реалізації заходів із енергоощадності на підприємствах галузі на основі розрахунків таких параметрів, як прибуток, рентабельність, період повернення вкладених коштів, приведені витрати та прийняття обґрунтованих рішень щодо їх практичної реалізації;

СОУ «Енергозбереження. Енергетичний аудит підприємств НАК «Нафтогаз України». Основні положення». Кінцевою метою енергоаудиту є пошук резервів для підвищення енергоефективності виробничих підприємств Компанії.

Урахувавши зазначене, можна зробити такі висновки:

1. За рахунок впровадження енергозберігаючих заходів на підприємствах НАК «Нафтогаз України» за період 2001–2008 рр. досягнуто зменшення виробничо-технологічних витрат ПЕР на 3,36 млн т у. п., у тому числі 272,3 млн м³ природного газу.

2. Реалізація енергозберігаючих заходів, передбачених Програмою енергозбереження на підприємствах НАК «Нафтогаз України» на 2008–2012 рр., забезпечить зменшення виробничо-технологічних витрат ПЕР на 2,47 млн т у. п., у тому числі 1,46 млрд м³ природного газу, виробництво за рахунок скидного енергетичного ресурсу 2,2 млрд кВт·год електроенергії та 6 тис. Гкал теплової енергії.

Підсумки роботи НАК «Нафтогаз України» за 2008 рік

РОЗВІДКА І БУРІННЯ

За 2008 рік нафтогазовидобувні підприємства НАК «Нафтогаз України» виконували геологорозвідувальні роботи на 79 площах та родовищах у трьох нафтогазоносних регіонах України – Західному, Східному та Південному.

Обсяг пошуково-розвідувального буріння за рахунок власних коштів підприємств Компанії становив 168,6 тис. м.

Закінчено будівництвом 56 пошукових і розвідувальних свердловин, передано в експлуатацію 33 свердловини. За результатами пошуково-розвідувальних робіт у 2008 р. відкрито 3 нові родовища:

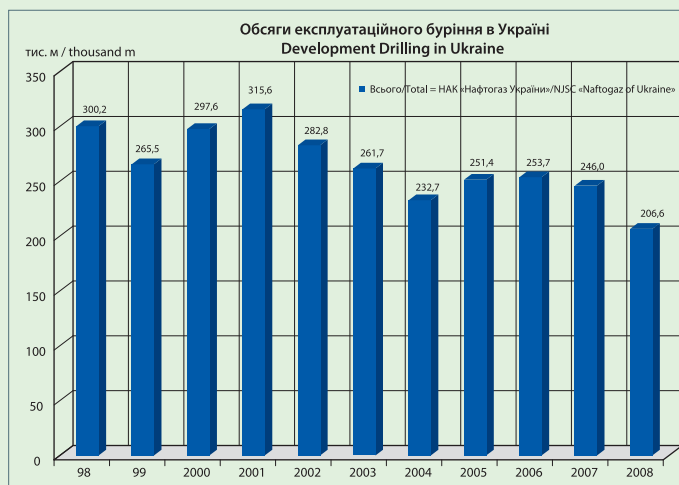
Будівське газоконденсатне (Сумська обл.);
Недільне газоконденсатне (Харківська обл.);
Підлісківське нафтове (Полтавська обл.).

Відкрито нові продуктивні поклади на 7 родовищах, що знаходяться в розвідці або розробці.

Приріст запасів вуглеводнів промислових категорій становив 28,4 млн т у. п.

Підприємства Компанії продовжували сейсморозвідувальні дослідження (2D та 3D сейсміка) як на суші, так і на перспективних структурах шельфу Чорного моря.

Обсяг експлуатаційного буріння становив 206,6 тис. м. Закінчено будівництвом 66 експлуатаційних свердловин; передано в експлуатацію 63 свердловини.



Л. М. Уніговський

докт. техн. наук

В. В. Частухін

канд. техн. наук

О. В. Лактіонов

канд. екон. наук

Н. В. Куцан

ТОВ «Нафтогазбудінформатика»

Можливість постачання скрапленого природного газу в Україну

УДК [665.72: 656.6]: 339.94 (477)

Основою стабільного функціонування народного господарства держави є надійне та гарантоване забезпечення її енергоресурсами. Сьогодні Україна, як і інші країни світу, використовує кілька видів первинних енергоресурсів. Проте одним із основних енергоносіїв в Україні залишається природний газ, частка якого становить понад 40 % від усіх спожитих енергоресурсів.

У довгостроковій перспективі споживання природного газу у світі, в т.ч. у Європі, буде збільшуватися перш за все за рахунок зростання обсягів його споживання для виробництва електроенергії. За прогнозами провідних енергетичних агентцій, подальше зростання обсягів споживання природного газу у країнах світу триватиме: з 2,9 трлн м³/рік у 2007 р. [1] до 4,4–4,8 трлн м³/рік у 2030 р. [2, 3]. У країнах ЄС обсяг споживання газу в 2007 р. становив 482 млрд м³/рік, прогноз на 2030 р. – 744 млрд м³/рік.

Безумовно, фінансова криза та можлива рецесія світової економіки призведуть до зниження прогнозних обсягів споживання енергоресурсів. Разом із тим у світі передбачають дефіцит вуглеводнів у 2015–2025 рр. Тому для енергетичної безпеки України вкрай важливо забезпечити додаткове мобільне джерело постачання природного газу.

Однією з небагатьох можливостей реальної диверсифікації джерел і маршрутів постачання природного газу в Україну є його постачання в скрапленому вигляді, що стане також додатковим джерелом задоволення попиту на природний газ.

Реалізація проекту постачання скрапленого природного газу (СПГ) в Україну дасть змогу:

- забезпечити потреби країни в обсягах газу альтернативного походження;
- підвищити надійність і стабільність постачання природного газу;

В статті проаналізована технічна можливість і економічна цілесобразність поставок сжиженного природного газа в Украину как одного из немногих способов реальной диверсификации источников и маршрутов поставки природного газа. Рассмотрены возможные места размещения приемного СПГ-терминала в Украине, а также ресурсная база стран Северной Африки – наиболее вероятных потенциальных поставщиков СПГ.

The feasibility technological and economic viability of liquefied natural gas (LNG) supply to Ukraine was analyzed in this article as one of few possibilities of the real diversification of sources and routes of natural gas delivery. Thereby, it was draw a conclusion about expedience to examine the resources of countries in North Africa like the basis of LNG supply; possibility of placing in Ukraine the receiving LNG terminal is considered too.

відкрити доступ вітчизняним споживачам до альтернативних ресурсів.

Постачання природного газу в скрапленому вигляді – один із найбільш перспективних способів доставки газу на споживчі ринки, коли використання трубопроводного транспорту неможливе або економічно недоцільне.

Ринок СПГ є найбільш динамічним ринком природного газу. В середньому його приріст становить близько 7 % на рік. Провідні країни світу визнали СПГ одним із найперспективніших видів енергоносіїв у найближчому майбутньому.

За даними Cedigaz, частка СПГ у світовій торгівлі газом може зрости до 30–31 % вже у 2010 р. та до 37–38 % у 2020 р. [4]. Так, якщо у 2007 р. частка СПГ становила 10 % від спожитого у країнах ЄС-27 природного газу, то вже у 2015 р. цей показник може досягти 17 %. У 2020 р. прогнозується постачання 590–630 млрд м³/рік, із яких 18 % – у вигляді СПГ [5].

Незважаючи на суттєве зниження вартості об'єктів СПГ-інфраструктури протягом останніх десяти років, вони залишаються капіталомісткими. Водно-

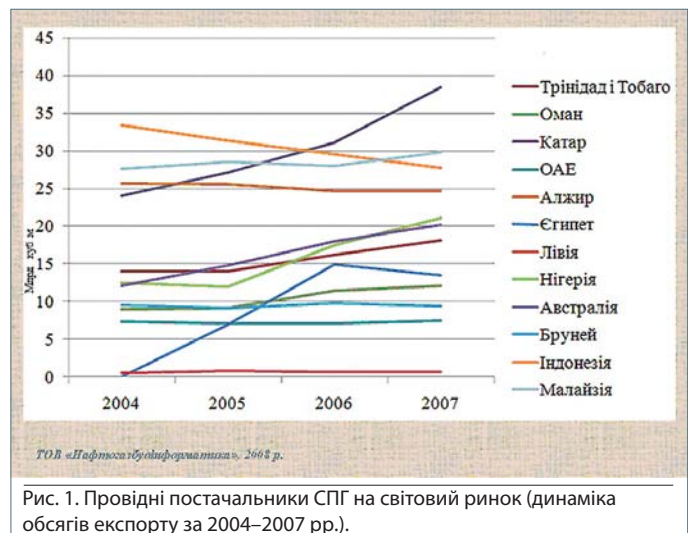


Рис. 1. Провідні постачальники СПГ на світовий ринок (динаміка обсягів експорту за 2004–2007 рр.).

час, із огляду на зазначені вище очевидні переваги такого виду транспортування газу, кількість експортерів та імпортерів СПГ поступово зростає.

Провідними виробниками і постачальниками СПГ на світовий ринок є Катар, Малайзія, Індонезія, Алжир, Нігерія та ін. (рис. 1).

За підсумками 2007 р., основними постачальниками СПГ до країн Європи були Алжир, Нігерія, Катар і Єгипет (табл. 1) [1].

Алжир забезпечив загальні потреби країн Європи в СПГ на 38,4 % (у 2006 р. – 41 %). Нігерія – другий за обсягом СПГ постачальник до країн Європи – задовольнила їх потреби на 29,7 % (у 2006 р. – 36,7 %). Найбільший у світі виробник СПГ Катар посів

Обсяги постачання СПГ до основних регіонів споживання за підсумками 2007 р., млрд м³ Таблиця 1

Регіон/країна-отримувач СПГ	Країни-постачальники СПГ						Загальний обсяг імпорту
	Катар	Алжир	Єгипет	Лівія	Нігерія	інші	
Північна Америка	0,52	2,11	4,23	–	3,25	13,88	23,99
Південна та Центральна Америка	–	–	–	–	–	1,1	1,1
Європа, у т. ч.	7,47	20,54	5,8	–	15,84	3,69	53,34
Бельгія	2,75	0,35	–	–	–	0,07	3,17
Франція	–	7,85	1,21	–	3,78	0,13	12,97
Греція	–	0,50	0,31	–	–	–	0,81
Італія	–	2,43	–	–	–	–	2,43
Португалія	–	–	–	–	2,31	–	2,31
Іспанія	4,45	4,32	4,04	0,76	8,33	2,28	24,18
Туреччина	–	4,45	0,08	–	1,42	0,06	6,01
Великобританія	0,27	0,64	0,16	–	–	0,39	1,46
Азійсько-Тихоокеанський регіон	30,4	2,02	3,58	–	2,07	109,91	147,98
Загальний обсяг експорту	38,48	24,67	13,61	0,76	21,16	127,73	226,41



ГОВ «Нафтогазбудінформатика», 2008 р.

Рис. 2. Можливі шляхи постачання СПГ в Україну з країн Північної Африки.

третю сходинку в обсягах постачання, забезпечивши потреби Європи на 14% (у 2006 р. – 9,3%). Експорт скрапленого газу з Єгипту становив 10,9% від загального попиту європейських країн (у 2006 р. – 14,7%).

Разом із тим варто звернути увагу на невідповідність (особливо в Європі) між технічними можливостями заводів регазифікації СПГ та їх завантаженням. На сьогодні задіяно лише 45–52% від їх потужностей.

Ціни на СПГ і нафту тісно пов'язані, а отже, змінюються переважно в тренді. Якщо порівняти європейські оптові ціни на трубопровідний природний газ і газ у скрапленому вигляді, то вони мало відрізняються. Так, наприклад, за даними ICIS Heren European gas markets (червень 2008 р.), ціна на трубопровідний газ для компанії-покупця Gaz de France становила приблизно 403 дол./тис. м³ (кордон Голландії), а на СПГ для тієї ж компанії-покупця – 414 дол./тис. м³ (СПГ-термінал «Montoir LNG»). Це свідчить про кон-

курентоспроможність СПГ на внутрішньому ринку Європи.

Проведений аналіз потенційної ресурсної бази, шляхів та варіантів транспортування, перспектив будівництва регазифікаційного терміналу, наявних і прогнозних обсягів споживання природного газу в регіонах України дав змогу визначити концептуальні засади можливості постачання скрапленого газу.

Ресурсна база

Як базу для постачання СПГ в Україну доцільно розглядати ресурси країн Північної Африки, найближчих із усіх, де розвинуто відповідне виробництво (рис. 2). Дослідження їх ресурсної бази дає змогу прогнозувати подальше зростання обсягів виробництва та експорту СПГ у цьому регіоні.

Також варто звернути увагу і на перспективність ринків Близького Сходу (перш за все Катару). Країни цього регіону володіють великими запасами газу, планують суттєво збільшити обсяги виробництва та експорту СПГ і виявляють інтерес до виходу на нові ринки

споживання. При цьому з огляду на те, що відстань транспортування відчутно не впливає на вартість СПГ, суттєвої різниці у вартості постачання з країн Близького Сходу та Північної Африки не буде.

Для забезпечення значних інвестицій у проекти постачання скрапленого газу ринок використовує довгострокові контракти як один із способів зменшення ринкових ризиків для інвесторів. Зважаючи на те, що країни-експортери (Алжир, Єгипет, Катар, Нігерія) зацікавлені у розширенні європейських ринків збуту, слід заздалегідь (за 3–3,5 роки) здійснювати відповідні переговори в першу чергу з урядами Алжиру, Єгипту та компаніями Sonatrach і EGAS.

Водночас існує певна конкуренція щодо приймання нових обсягів СПГ. Досить багато країн Європи вивчає можливості будівництва регазифікаційних терміналів. На півночі та північному заході – це Нідерланди, країни Прибалтики, Польща, Німеччина; на півдні – Хорватія, Словенія (узбережжя Адріатичного моря), Румунія (узбережжя Чорного моря, що особливо важливо для України).

На першому етапі доцільно розглянути можливість постачання СПГ обсягом 5 млрд м³/рік як із уже існуючих терміналів Алжиру, Єгипту, Лівії, так і з тих, що будуються, до приймально-го СПГ-терміналу, який може бути розташований в одному з чорноморських портів України. На другому етапі можна прогнозувати збільшення обсягів щорічного постачання до 10 млрд м³. Відповідно і будівництво регазифікаційного СПГ-терміналу в Україні доцільно здійснювати у два етапи.

Розташування регазифікаційного терміналу

Під час вибору місця розташування СПГ-терміналу необхідно врахувати:

наявність поблизу великих регіонів-споживачів газу (дефіцит газу);

можливість підключення СПГ-терміналу до газотранспортної системи України;

можливості портової інфраструктури.

За підсумками аналізу, в ході якого розглянуто практично всі великі українські порти Чорного та Азовського морів, було зроблено висновок про доцільність вивчення трьох гіпотетично



можливих варіантів розташування приймального СПГ-терміналу: МТП «Південний», портопункт «Очаків», Феодосійський МТП.

Кожен із цих варіантів має свої переваги та недоліки. Як пріоритетний можна розглядати портопункт «Очаків». Він розташований безпосередньо біля регіонів, де споживаються великі обсяги газу (Миколаївська, Одеська, Херсонська області), порівняно не завантажений і має вільні площі для розміщення терміналу. Однак це потребуватиме значних витрат на модифікацію інфраструктури цього порту.

Шляхи та засоби транспортування СПГ в Україну

Світовий танкерний флот СПГ із кожним роком зростає. Переважно більшість СПГ-танкерів будують під конкретні проекти. Однак у зв'язку зі зростанням цін на газ, у т. ч. СПГ, і нинішньою фінансово-економічною кризою реалізація окремих СПГ-проектів затримується, що вже призвело до появи вільних танкерів.

Із огляду на високу вартість будівництва нових СПГ-танкерів (понад 200 млн дол. за середній танкер місткістю до 145 тис. м³ або ≈100 тис. т), на початковому етапі реалізації проекту постачання СПГ в Україну доцільно обмежитися орендою таких суден. Оренда СПГ-танкерів, у т. ч. плавучих регазифікаційних суден-зберігачів (FSRU), можлива, однак резервувати такі судна необхідно заздалегідь, за 2–3 роки.

При цьому варто вибрати танкери місткістю до 140 тис. м³. Тоді, щоб забезпечити постачання контрактних обсягів СПГ (5–10 млрд м³/рік) в Україну, у середньому їх потрібно чотири одиниці.

Вибір танкерів місткістю до 140 тис. м³ зумовлений тим, що:

Місткість танкерів та їх кількість для постачання СПГ в Україну

Таблиця 2

Місткість танкера, тис. м ³	Відстань транспортування, км 2200 (з Єгипту)	3600 (з Лівії, Алжиру)	4200 (з Алжиру)
120	3	4	5
140	3	4	5
210	2	3	3
267	2	2	2

вони забезпечують необхідну періодичність, рівномірність і надійність постачання СПГ;

є найпоширенішими у світовій практиці транспортування СПГ;

аналогічні танкери вже транспортують СПГ до Туреччини через протоку Дарданелли, отже, процедуру проходження ними турецьких проток спрощено.

Вартість проекту

Вартість приймального СПГ-терміналу залежить від його типу (офшорний чи наземний), місця розташування та потужності.

На нашу думку, для умов України доцільно обрати СПГ-терминал наземного базування потужністю 10 млрд м³/рік, орієнтовна вартість якого становитиме 700–800 млн дол. (за цінами 2007 р.). Із урахуванням розбудови портової інфраструктури та будівництва газопроводу від СПГ-терміналу до ГТС України прогностичні оцінки необхідних капітальних вкладень становитимуть 2,0–2,5 млрд дол.

Будівництво приймальних СПГ-терминалів здійснюють спеціалізовані компанії. Визнаними лідерами в цій галузі є SOFREGAZ (Франція), TECHNIP (Італія), WHESOE OIL&GAS LTD (Великобританія), AKER KVAERNER ASA (Норвегія), ІНІ (Японія), з якими ТОВ «Нафтогазбудінформатика» встановило контакти й отримало попередню інформацію.

Загалом кінцева вартість газу для споживачів України залежатиме від низки компонентів, головними серед яких є:

джерело, контрактний обсяг постачання СПГ та його ціна;

вибір місця розташування приймального СПГ-терміналу;

конкретна відстань і відповідно вартість транспортування СПГ із урахуванням витрат газу на технологічні потреби;

обсяг капітальних вкладень та умови фінансування проекту;

умови придбання (оренди) СПГ-танкерів;

сумарні експлуатаційні витрати тощо.

Слід зазначити, що дане дослідження не є першою в Україні спробою аналізу можливості отримання СПГ. Вперше про це заговорили спеціалісти АТ «Укргазпром» ще в 1992 р. [6], після чого інститут «Укргазпром» провів відповідне дослідження. У 2001–2002 рр. фахівці «Укргазпро-

екту» повернулися до вивчення цього питання, а в 2005–2007 рр. ТОВ «Нафтогазбудінформатика» оцінювало можливість і доцільність постачання газу як у скрапленому (СПГ), так і в компримованому (КПГ) вигляді. На основі проведених робіт можна зробити висновок, що найбільш виправданим проектом все ж таки є постачання газу у скрапленому вигляді з країн Північної Африки та Близького Сходу.

Сьогодні є всі підстави говорити про технічні можливості та економічну доцільність постачання СПГ в Україну, а саме:

- наявність вільних обсягів СПГ;
- зацікавленість країн-експортерів у розширенні ринків збуту газу;
- можливість будівництва в Україні приймального СПГ-терміналу;
- можливість оренди СПГ-танкерів;
- можливість проходження проток Дарданелли та Босфор в рамках існуючих правової та нормативної баз.

Отже, можна стверджувати, що для України існує реальна можливість диверсифікації як джерел, так і маршрутів надходження додаткових обсягів природного газу за рахунок входження у світовий ринок скрапленого природного газу.

Список літератури

1. BP Statistical Review of World Energy, British Petroleum, June 2008, 45 p. – <http://www.bp.com/productlanding.do?categoryId=6929&contentId=7044622>
2. International Energy Outlook 2008, Energy Information Administration (EIA), September 2008, 260 p. – <http://www.eia.doe.gov/oiaf/ieo/>
3. World Energy Outlook (WEO) 2007, International Energy Agency (IEA), October 2007, 600 p. – <http://www.worldenergyoutlook.org/2007.asp>
4. Value and Growth in liquefied natural gas market, PriceWaterhouseCoopers, 2007, 32 p.
5. За даними довідкових матеріалів офіційного сайту компанії E.ON Ruhrgas AG Corporate Communications. – <http://www.eon-ruhrgas.com>
6. Ковалко М.П., Осінчук З.П. До концепції розвитку газової промисловості України // Нафт. і газова пром-сть. – 1992. – № 4. – С. 3–4.

І. В. Перевозова
канд. екон. наук
С. М. Кафка
канд. екон. наук
ІФНТУНГ

УДК 657.471.76+622.32

Облікові аспекти формування витрат на дослідження та розробку нафтових і газових родовищ

Динамічний розвиток нафтогазової галузі сприяв тому, що українські підприємства зробили якісний стрибок у своєму розвитку. Важливим завданням постає посилення конкурентних позицій за рахунок підвищення ефективності діяльності – від розвідки нових родовищ до продажу кінцевої продукції.

Витрати на здійснення таких процесів називають «витратами на дослідження та розробку» і відносять до нематеріальної сфери, але фактично їх зміст значно ширший: вони нерідко лише перші ланки в ланцюгу «дослідження–розробка–апробація (освоєння)–просування–виробництво–збут». Оскільки розробки пов'язані не тільки з лабораторними, технічними чи економічними дослідженнями, але й із освоєнням нових родовищ, то апробація (випробування, адаптація, освоєння) відбувається паралельно зі створенням умов для промислового видобування нафти і газу. Такий підхід пропонує К. Друрі, зазначаючи, що «цикл життя продукту – це період часу від початкових витрат на дослідження та розробки до моменту, коли інтерес споживачів до цього продукту зникає» [1]. Формування інформації про дослідження та розробку в реальному часі

Рассмотрены теоретические и практические аспекты порядка отображения в бухгалтерском учете информации об исследовательских расходах в нефтегазовой промышленности. Предложена методика их учета в зависимости от конечного результата.

Thesis is dedicated to the theoretical grounding of the main concepts concerning accounting for the research and development costs of an enterprise's activity. Model of cost accounting by final result at oil and gas enterprises has been worked out; such model enables to estimate and promptly manage of costs and to define the development level of the concrete enterprises.

на основі даних бухгалтерського обліку є одним із ключових елементів управління фінансовими ресурсами підприємств нафтогазової промисловості.

Інтерес до витрат на дослідження та розробку можна посилити ще й визначенням, поданим Й. Шумпетером: «Прибуток як винагорода за нововведення, впровадження інновацій» [2]. А отже, з огляду на два найбільш поширені підходи збільшення величини прибутку підприємства – технологічні удосконалення та допустиму мінімізацію рівня витрат – необхідно оцінити та визначити методи управління всіма видами витрат, у т. ч. на дослідження та розробку.

У п. 20 Положення [3] вказано, що витрати на дослідження включають до складу інших операційних витрат і відповідно до п. 9 Положення [4] не визнають активом. Вони підлягають відображенню в той звітний період, в якому їх було здійснено.

На відміну від міжнародної практики, національне законодавство не передбачає капіталізації витрат на дослідження шляхом включення їх до складу нематеріальних активів. Вважати таке рішення логічним можна лише стосовно базових досліджень і досліджень із негативним результатом, а щодо прикладних, то такий підхід не є виправданим. У п. 4 Положення [4] зазначено: «Дослідження – заплановані підприємством дослідження, які проводяться ним уперше з метою отримання і розуміння нових наукових та технічних знань». Але таке формулювання не розкриває суті цієї категорії та пов'язаних із нею витрат.

Основні форми капітальних витрат нафтогазовидобувних підприємств – це кошти, затрачені на придбання нематеріальних активів (прав на мінеральні ресурси), розвідку та подальшу розробку родовищ корисних копалин (геологорозвідувальні роботи, експлуатаційне буріння) і невикористані

витрати (непромислове будівництво). Отримання права на дослідження і в перспективі на розробку родовищ мінеральних ресурсів передбачає витрати на придбання ліцензії або права на запаси корисних копалин іншим способом, оплату державним органам за дозволи на використання родовищ, ліцензії, мита, орендні платежі, послуги юристів тощо.

Витрати на отримання права на дослідження та розробку нафтових родовищ капіталізують, відносять до складу нематеріальних активів (НМА) та обліковують у момент їх придбання на рахунку 15 «Капітальні інвестиції» субрахунку 154 «Придбання (створення) нематеріальних активів».

У міжнародній практиці ресурси, затрачені на дослідження та розробку нафтових родовищ, визначають як витрати підприємств на розвідувальне буріння й експертну оцінку родовищ пропорційно до обсягу видобутку експлуатаційних свердловин і запасів нових відкритих родовищ [5].

Економісти Дж. Буш та Д. Джонстон пропонують три способи визначення витрат на дослідження та розробку нафтових родовищ [5]:

витрати на дослідження родовища = витрати на пошуково-розвідувальні роботи/приріст вартості запасів нафти та газу (без урахування коригування);

витрати на дослідження родовища = витрати на пошуково-розвідувальні роботи/приріст вартості запасів нафти та газу (із урахуванням коригування);

витрати на дослідження родовища та видобуток нафти і газу = витрати на пошуково-розвідувальні роботи/приріст вартості запасів нафти та газу (із урахуванням коригування + вартість промислового видобутку).

Точність вихідної інформації залежить від оцінювання витрат бухгалтерською службою, достовірності оцінювання інженерами-розробниками промислових запасів нафти і газу в родовищах та їх вартості. Але у зв'язку з тривалим терміном дослідження кошти на збирання даних як самостійний вид витрат не завжди враховують у загальну суму, затрачену на дослідження.

Окрім того, дані про розвідані запаси нафти і газу, визначені до момен-

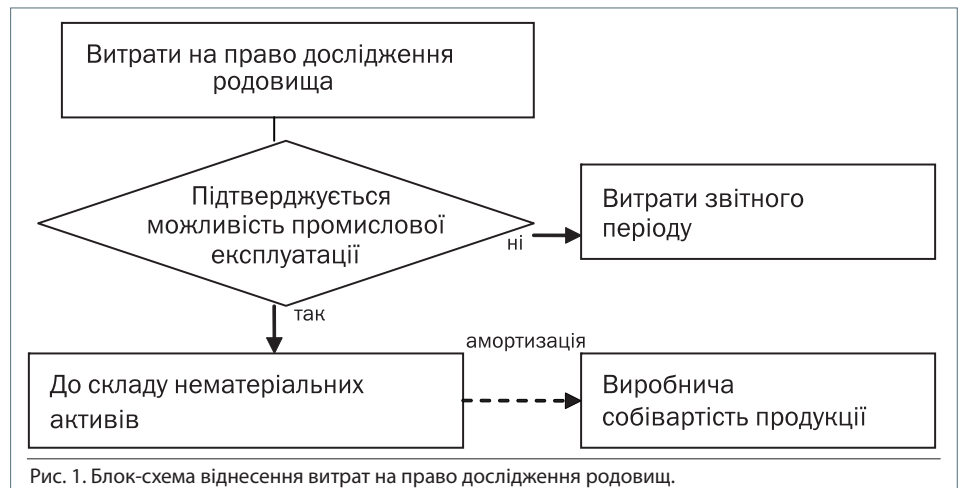


Рис. 1. Блок-схема віднесення витрат на право дослідження родовищ.

ту розробки родовища, є неточними. Їх наближена оцінка тісно пов'язана в часі з витратами на відкриття родовища.

Відповідно до рекомендацій Комісії з цінних паперів і бірж (SEC) у США нафтові компанії можуть здійснювати облік вартості пошуково-розвідувальних робіт і розробки родовищ як облік вартості поновлення запасів або пошуково-розвідувальних робіт із урахуванням скоригованої залежно від запасів сировини їх початкової вартості. Ця проблема виникає за відсутності методичної регламентації для чіткого визначення показників вартості розвіданих запасів та обліку таких витрат.

Не кожне родовище, на яке отримано право дослідження і розвідки, придатне для промислового видобування нафти. Відповідно до п. 7 Положення [4], якщо не підтверджується можливість промислової експлуатації родовища, тобто відсутня можливість промислово-експлуатаційного видобування, то витрати на придбання права дослідження не визнають нематеріальним активом і, відповідно до п. 8, відносять до витрат звітного періоду. Якщо ж підтверджується можливість промислової експлуатації, то витрати на отримання прав зараховують до нематеріальних активів (рис. 1).

На кожний вид нематеріальних активів доцільно відкривати окремий субрахунок 1211 «Нематеріальні активи за непідтвердженими резервами», де вести їх облік до моменту підтвердження придатності родовища до промислового видобування. Тоді вартість нематеріальних активів списують із кредиту субрахунку 1211 «Нематеріальні активи

за непідтвердженими резервами» у дебет субрахунку 1212 «Нематеріальні активи за підтвердженими резервами» з амортизацією його вартості відповідно до облікової політики підприємства. Коли ж підтверджується неможливість промислової розробки родовища, то нематеріальні активи, обліковані на субрахунку 1211 «Нематеріальні активи за непідтвердженими резервами», визнають такими, що не принесуть майбутньої економічної вигоди, та списують на субрахунок 941 «Витрати на дослідження та розробки». Оскільки останній наприкінці кожного місяця закривають, то суму витрат на дослідження, що нагромадилася за місяць, відразу списують із кредиту цього субрахунку в дебет субрахунку 791 «Результат операційної діяльності».

Такий порядок обліку витрат на отримання права дослідження та розробки нафтових родовищ є цілком виправданим, адже недоцільно обліковувати як нематеріальні ті активи, що вже підтвердили неможливість отримання економічної вигоди від їх використання.

У США облік капітальних інвестицій здійснюють за «методом повних витрат», де всі капітальні затрати на придбання, дослідження, розробку визнають необхідними, незважаючи на те, що значний обсяг фінансових вкладень не принесе позитивного результату. Однак припускають, що майбутня економічна вигода, отримана від видобутих корисних копалин, буде достатньою для покриття усіх затрат і отримання загального прибутку. Тому в суму капітальних витрат включають усі затрати, пов'язані з придбанням прав на мінеральні ресурси, пошукові

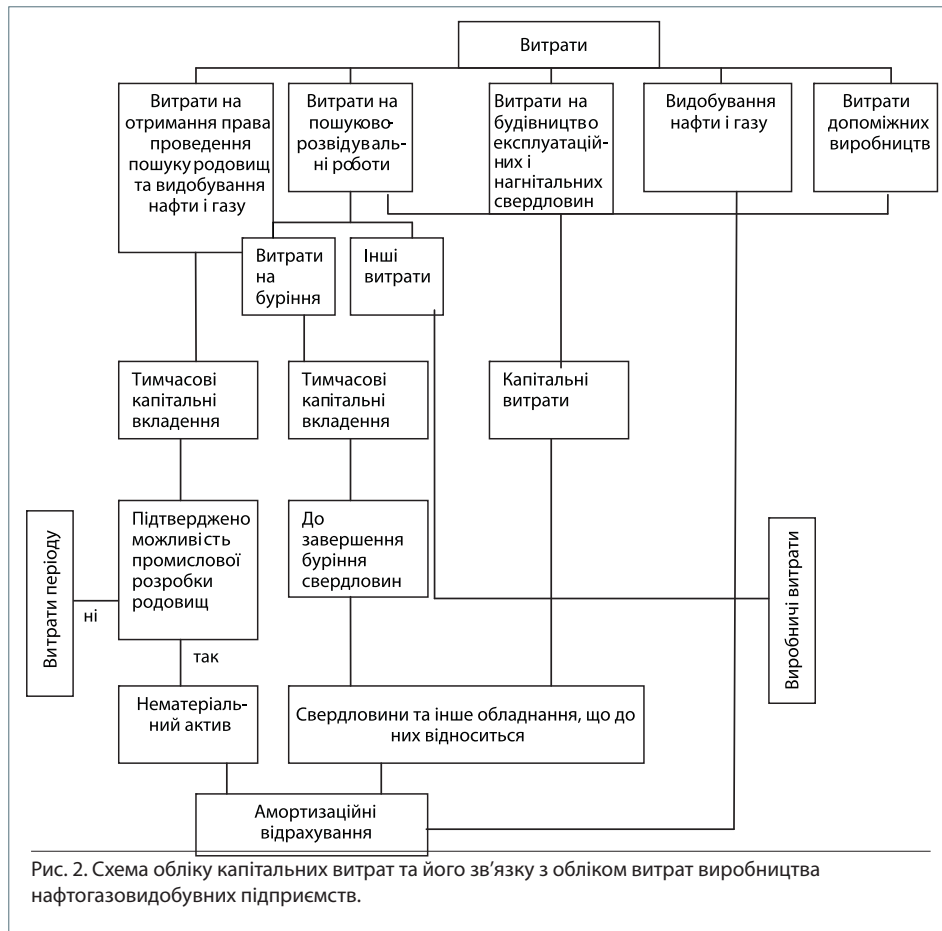


Рис. 2. Схема обліку капітальних витрат та його зв'язку з обліком витрат виробництва нафтогазовидобувних підприємств.

роботи (геологічні, геофізичні, вартість свердловин стратегічного тестування тощо) та на будівництво експлуатаційних свердловин [6].

На основі узагальнення вітчизняної та зарубіжної практики урахування витрат на пошуково-розвідувальні робо-

ти нами запропоновано схему їх обліку, де взято до уваги техніко-організаційні особливості нафтогазовидобувних підприємств (рис. 2).

Запропонована методика обліку капітальних витрат дасть можливість створити умови для ефективного відобра-

ження існуючих і потенційних наслідків господарської діяльності у фінансовій звітності, сприяючи тим самим прийняття користувачами стратегічних рішень щодо напрямів розвитку підприємств. Саме пошук шляхів зниження витрат спонукає підприємства до розробки і впровадження об'єктивних методів обліку, що в найкоротші терміни забезпечуватимуть інформацією про величину здійснених витрат і даватимуть змогу своєчасно приймати рішення управлінського характеру.

Список літератури

1. Друри К. Управленческий и производственный учёт/Пер. с англ.: Учебник. – М.: Юнити-Дана, 2003. – 1071 с.
2. Шумпетер Й. Теория экономического развития. – М.: Прогресс, 1982. – 450 с.
3. Положення (стандарт) бухгалтерського обліку 16 «Витрати». Затверджено Міністерством фінансів України від 27.04.2000 р. № 92.
4. Положення (стандарт) бухгалтерського обліку 8 «Нематеріальні активи». Затверджено Міністерством фінансів України від 31.12.1999 р. № 318.
5. Буш Джеймс, Джонстон Даниел. Управление финансами в международной нефтяной компании/Пер. с англ. – М.: ЗАО «Олимп-бизнес», 2003. – 432 с. – (Сер. «Для профессионалов и неспециалистов»).
6. Forest Gray. Petroleum Production in Nontechnical Language. – 2nd ed. – Penn Well Publishing Company, 1995. – 280 p.

Підсумки роботи НАК «Нафтогаз України» за 2008 рік

РОЗПОДІЛ І СПОЖИВАННЯ ГАЗУ

Забезпечення споживачів природним газом здійснюється газовими мережами (тиском до 12 атмосфер), довжина яких становить 347,2 тис. км. Необхідний режим газопостачання в цих мережах забезпечують 61 тис. газорозподільних пунктів.

Рівень газифікації житла природним газом на сьогодні становить 78,1% у містах та 38,2% в сільській місцевості. Газифіковано природним газом 428 міст, 600 селищ міського типу та 12,4 тис. сіл. Здійснюється газопостачання 147 тис. промислових та комунально-побутових споживачів, а також близько 16 млн квартир і приватних будинків.





А. Я. Копчальук
НГВУ «Чернігівнафтогаз»

УДК 622.248

Вибір методу визначення швидкості звуку у міжтрубному просторі видобувної свердловини (на прикладі св. 1-Скороходівської)

Одним із основних і найбільш розповсюджених видів досліджень, які проводять на промислах, є визначення статичного та динамічного рівнів рідини в свердловині. Це здійснюють із метою виведення свердловини на режим після ремонту, для визначення стану глибинно-насосного обладнання у процесі роботи і розрахунку вибійного та пластового тисків.

Найбільш поширеним методом вимірювання рівня рідини в нафтових, газових і газоконденсатних свердловинах є акустичний метод ехолокації. Він ґрунтується на використанні інформації про затримку відбитого від рівня рідини ехо-сигналу відносно моменту зондування та визначенні середньої швидкості звуку на шляху від гирла свердловини до рівня рідини.

Якщо час затримки ехо-сигналу легко і з високою точністю можна виміряти сучасними електронними засобами, то під час оцінювання швидкості звуку у міжтрубному просторі свердловини виникає низка непростих проблем, а саме: необхідність урахування складу газу та його вологості, а також тиску

Приведены результаты опытно-методических работ с использованием современных эхолотов методом локации естественных реперов на примере изучения зависимости скорости звука от давления в межтрубном пространстве скв. 1 Скороходовского месторождения. Обнаружено, что основными факторами, которые влияют на значение скорости звука, являются межтрубное давление, а также термодинамические процессы в переходных режимах.

Полученные результаты подтверждают высокую эффективность примененного метода в изучении особенностей гидродинамических свойств пласта при выводе на режим добывающей скважины и последующего контроля ее работы.

Results of experimental and methodological work using modern echo sounding devices with natural radioactive marker location method on the example of the dependence of speed of sound on annulus pressure at the well 1 of Skorokhodivske oil field are shown in this article. It is discovered that basic factors which influence on the value of speed of sound is annulus pressure, and also thermodynamic processes in transient behaviors.

The got results certify high efficiency of the applied method in the study of features of hydrodynamic properties of oil layer on obtaining producing well to a stable production rate and subsequent control of its work.

і температури. Проблема полягає ще й у тому, що за умови використання механізованих способів експлуатації нафтових свердловин дані про рівень рідини є обов'язковим інформаційним параметром для обчислення такого важливого показника стану експлуатації свердловини, як тиск на вибою. Швидкість звуку в газовому середовищі свердловини значною мірою залежить від вищевказаних параметрів і може знаходитися в широкому діапазоні (250–450 м/с), що призводить до відповідних похибок визначення статичних і динамічних рівнів [1].

Існує три методи визначення швидкості звуку в міжтрубному

газі: розрахунково-аналітичний, резонансний, локація реперів.

Розрахунково-аналітичний метод. Швидкість звуку v , тиск, температура і склад газу зв'язані між собою рівнянням Лапласа:

$$v = \sqrt{\lambda \frac{p_0}{\rho}} = \sqrt{\lambda \frac{RT}{\mu}}, \quad (1)$$

де λ – показник адіабати; p_0 – тиск, виміряний до проходження в газі збуджуючого імпульсу; ρ – питома вага газу; R – універсальна газова стала; T – температура газу; μ – в'язкість газу [2].

Незважаючи на точність розрахунково-аналітичного методу, він не придатний для оперативного

і малозатратного отримання результату, тому що для одержання даних про склад нафтового газу потрібен відбір проб із наступним їх аналізом. Окрім того, газ для аналізу відбирають в обмеженому об'ємі, і при цьому не враховують неоднорідності його складу по стовбуру свердловини. Цей метод можна застосувати для попередніх оцінок швидкості звуку на родовищах і перевірки експериментальних даних.

Резонансний метод. Суть його полягає в замірах характеристики хвиль, що збуджуються в замкнутому об'ємі. Відомий «трубний» метод, за яким трубу відомої довжини L заповнюють газом із міжтрубного простору і збуджують у ньому стоячу хвилю частотою f або посиляють короткий акустичний імпульс. У першому випадку вимірюють частоту стоячої хвилі, а швидкість звуку розраховують за формулою:

$$v = \frac{2L}{n}f, \quad (2)$$

де n – номер моди стоячої хвилі.

У другому випадку вимірюють час T розповсюдження імпульсу в трубі між посланням імпульсу та його фіксацією і визначають швидкість звуку за формулою:

$$v = \frac{2L}{T}. \quad (3)$$

Однак резонансні методи мають суттєві недоліки:

взятий для аналізу газ знаходиться в міжтрубному просторі свердловини, тому важко враховувати розподіл температури і тиску по її стовбуру;

аналізують невелику порцію газу, при цьому не враховують неоднорідності його складу по стовбуру свердловини;

неминуче стравлювання газу із міжтрубного простору під час оцінювання швидкості звуку порушує рівновагу складу газу та змінює його газодинамічні властивості. У результаті отримана величина швидкості звуку може значно відрізнятись від реальної [3].

Метод локації реперів не має недоліків розрахунково-аналітичного і резонансного методів, оскільки під час замірювання аналізують увесь

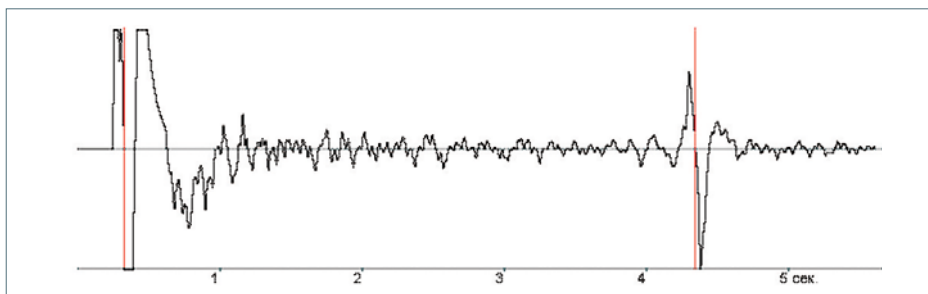


Рис. 1. Результати ехолокації репера св. 1-Скороходівської при швидкості 300 м/с – 598 м та 351 м/с – 700 м. Міжтрубний тиск 2,63 МПа.

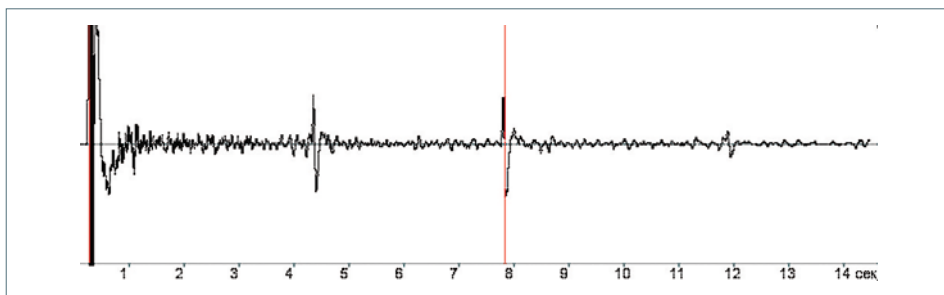


Рис. 2. Результати ехолокації рівня рідини св. 1-Скороходівської. Міжтрубний тиск 2,63 МПа.

стовп газу (чи значну його частину), що знаходиться в стаціонарних умовах свердловини. Розрізняють методи локації поодиноких реперів і муфт насосно-компресорних труб (НКТ).

Метод локації поодиноких реперів передбачає ехолокацію штучного чи природного репера, що знаходиться в міжтрубному просторі свердловини з відомою глибиною установки H . Для обрахування швидкості звуку у репері вимірюють час появи відбиття від репера $T_{\text{від}}$, значення якого підставляють у формулу:

$$v = \frac{2H}{T_{\text{від}}}. \quad (4)$$

Такий спосіб дає хороший результат, якщо репер знаходиться не набагато вище рівня рідини, що в практиці зустрічається дуже рідко [4].

Метод локації муфт НКТ також можливий, тому що кожна муфта фактично виконує роль репера з відомим положенням. Недоліки цього методу – відсутність достовірності виявлення муфт і різна довжина всіх НКТ [5, 6].

За наявності репера відносну похибку вимірювання рівня рідини у свердловині можна обчислити за простою формулою:

$$\gamma_h = \gamma_{\text{ср}} \frac{h_{\text{рр}}}{h}, \quad (5)$$

де $\gamma_{\text{ср}}$ — відносна похибка визначення середньої швидкості звуку на відрізу репер – рівень рідини; $h_{\text{рр}}$ – відстань між репером і рівнем рідини; h – рівень рідини відносно поверхні.

Із наведеної формули видно, що при відомій відстані від поверхні до репера похибка вимірювання рівня рідини стає в $h/h_{\text{рр}}$ разів меншою, ніж похибка визначення швидкості звуку. Зокрема, при $h_{\text{рр}}/h = 0,1$ вказана похибка зменшується в 10 разів. Це значно послаблює вимоги до точності обчислення швидкості звуку між репером і рівнем рідини та дає змогу вийти на практично досяжні величини похибок у визначенні швидкості звуку (5–10 %). У глибоких свердловинах за відповідних технологічних умов можна встановлювати по два репери, відстань між якими має бути достатньою для визначення середньої швидкості звуку між ними (наприклад 100 м). Цю інформацію можна використати для додаткового уточнення швидкості звуку між нижнім репером і рівнем рідини, а також для обчислення її аналітичним методом із урахуванням складу газу [1].

Дослідження з визначення швидкості звуку проводили на св. 1-Скороходівській методом локації репе-

рів ехолотом ГЕОСТАР-111Э під час виведення її на режим. Свердловину заглушено мінералізованою водою. Природний репер – перехід експлуатаційної колони з діаметра 168 мм на 146 мм на глибині 700 м, горизонт В-26.

Спочатку робили прив'язку до природного репера: відбивали репер із довільною швидкістю 300 м/с (рис. 1), отримали його глибину 598 м. Швидкість звуку обчислювали за формулою:

$$v = \frac{L_p}{L_o} 300, \quad (6)$$

де 300 – довільно взята швидкість звуку під час контрольного замірювання ехолотом, м/с; L_p – відстань

Показники швидкості звуку і міжтрубного тиску на Скороходівському родовищі горизонту В-26

Родовище	Експлуатаційний об'єкт	Міжтрубний тиск, атм	Швидкість звуку, м/с
Скороходівське	В-26	0	321
		1	323
		2	327
		4	330
		10	332
		15	338
		20	342
		25	349
		35	351
		40	352
		50	354

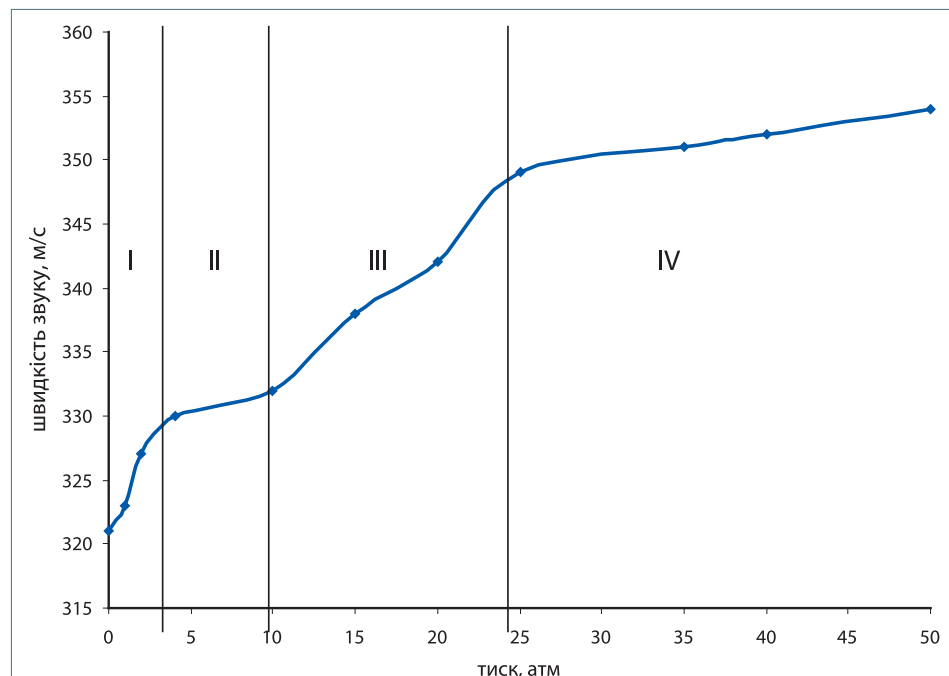


Рис. 3. Графік зміни газового середовища в міжтрубному просторі: I – відкачування рідини глушіння; II – перехідний етап від відкачування рідини глушіння до появи припливу рідини з пласта у свердловину; III – приплив рідини із пласта у свердловину; IV – відновлення динамічного рівня свердловини.

від гирла до репера, м; L_o – одержана відстань від гирла до репера при швидкості 300 м/с.

Із отриманою новою швидкістю звуку 351 м/с проводили контрольне відбивання репера. Отримали репер на глибині 700 м.

Потім відбивали рівень рідини з уточненою швидкістю звуку 351 м/с і отримали 1 299 м (рис. 2).

Результати аналогічних досліджень, проведених при різних міжтрубних тисках на св. 1-Скороходівській під час виведення її на режим, можна звести в таблицю.

Табличні дані не показують чіткої залежності між швидкістю звуку та міжтрубним тиском, але, як видно із рис. 3, можна виділити чотири етапи зміни складу міжтрубного газу в ході освоєння свердловини. На кожному окремому етапі спостерігається залежність між швидкістю і тиском.

Із вищенаведеного можна зробити висновок про те, що метод локації реперів є найпростішим і більш точним для отримання результатів швидкості звуку в міжтрубному просторі свердловини. Для уточнення швидкості звуку в міжтрубному

просторі свердловини необхідно зробити наступне:

зі свердловин родовища відібрати проби міжтрубного газу і визначити його хімічний склад;

відсортувати свердловини за експлуатаційними об'єктами та складом газу;

встановити штучні реperi на НКТ свердловин із різним складом міжтрубного газу й експлуатаційними об'єктами (у глибоких свердловинах встановити по два реperi для визначення середньої швидкості звуку між ними);

зробити заміри і виконати розрахунки швидкості звуку відносно реперів при різних міжтрубних тисках.

У процесі використання точних даних швидкості звуку можна вивчати стан свердловини під час виведення її на режим, спостерігати за п'єзометричним рівнем рідини, що дасть змогу збільшити час роботи глибинно-насосного обладнання, отримувати достовірну інформацію вибієних і пластових тисків у свердловинах механізованого фонду.

Список літератури

1. Кизима В. І., Науменко І. Я., Бульбас В. М. Проблеми врахування швидкості звуку при вимірюванні рівня рідини у нафтових свердловинах // Нафт. і газова пром-сть. – 2004. – № 1. – С. 40–42.
2. Рид Р. С., Праусниц Д. М., Шервуд Т. К. Свойства газов и жидкостей. – Л.: Химия, 1982. – 591 с.
3. Скорость звука в газе межтрубного пространства скважин / Р. Г. Фархуллин, О. А. Никашев, В. В. Смыков и др. // Нефт. хоз-во. – 2000. – № 7. – С. 55–58.
4. Петров А. И. Глубинные приборы для исследования скважин. – М.: Недра, 1980. – 224 с.
5. Пугачев Е. В., Налимов Г. П., Гаус П. О. Определение уровня жидкости и скорости звука в затрубном пространстве добывающей скважины // Нефт. хоз-во. – 2003. – № 2. – С. 64–66.
6. Уэйлес С. Фазовые равновесия в химической технологии. – М.: Мир, 1989. – 662 с.

О. М. Чорний
ГПУ «Львівгазвидобування»

УДК 622.245.14

Щодо методики ізоляції підшовних вод у свердловинах Летнянського газового родовища

Масивні поклади Летнянського газового родовища приурочені до ерозійно-тектонічного виступу і складені високопроникними пісковиками міоцену та карпатію, що характерно для покладів Угерського типу.

У масивно-шаруватих нижньо-сарматських покладах Летнянського родовища пісковики й алевроліти перешаровуються з глинами за явної переваги проникних пропластків, що належать до Дашавського типу покладів.

Поклади Угерського типу мають підшовну воду та водонапірний режим. Шаруватий поклад Дашавського типу складений пластами і пропластками пісковиків різної газонасиченості, а також і повністю водонасиченими.

Згідно з результатами дослідження [1] пористості порід-колекторів Летнянського газового родовища (табл. 1), міоценові відклади мають хороші колекторські властивості та характерну структуру порового простору.

Вивчення структури порового простору, розподілу пор у зразках гірських порід, відібраних із міоценових відкладів, дало змогу оцінити ємнісну характеристику пластів-колекторів, визначити нижні границі пористості для окремих літотипів і віднести їх до певних класів порід-колекторів. При значній величині літолого-структурного коефіцієнта ($K_d = 0,5049$), що відображає співвідношення просвітності звужень і розширень порових каналів,

Изучение структуры порового пространства, геологических факторов и режимов разработки газовых залежей Летнянского газового месторождения позволило разработать методику для изоляции притока пластовой воды в скважину. Она включает обработку призабойной зоны гидрофобными растворами на основе жидких углеводородов и водоизоляционные работы, проводимые при помощи селективных дегацементных растворов без полного глушения газовых скважин.

On the basis of study of structure of porous space, geological factors and modes of development of gas beds of Letnia gas field it is developed a method for the isolation of the layer water inflow into a bore hole. It includes the treatment of the near well area by the hydrophobic selective degacementh solutions on the basis of liquid hydrocarbons as well as water proof works without well killing.

та високій пористості ($K_{по} = 19,7\%$) розрахункова проникність (із урахуванням структури порового простору) становить $K_{пр} = 824,2 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$. За класифікацією В. А. Ханіна, такий колектор належить до II класу [2].

За даними ртутної порометрії, для міоценових відкладів встановлено наявність пор із максимальним радіусом звужень до 16 мкм при середньому ефективному радіусі 4,996 мкм, пористості 17,4 % і літолого-структурному коефіцієнті 0,223. Розрахункова проникність становила $121,39 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$. Вміст пор із радіусом більше 1,0 мкм становить 25,42 %, а з радіусом менше 1,0 мкм – 9,17 %, що, за В. А. Ханіним, відповідає породам-колекторам III класу.

Породи-колектори IV класу, виявлені в міоценових відкладах, мають максимальний радіус звужень порових каналів 10 мкм, середній ефективний радіус змінюється від 3,763 до 3,989 мкм, літолого-структурний коефіцієнт – від 0,0837 до 0,2257, що свідчить про перевагу радіуса розширень порових каналів над радіусом звужень у 2,1–3,4 рази. Вміст пор із радіусом менше 1 мкм змінюється від 33,44 до 44,53 %, а з радіусом менше 0,1 мкм – від 18,81 до 29,08 %.

Породи-колектори V класу характеризуються максимальним радіусом звужень 10,0 мкм при середньому ефективному радіусі 2,456 мкм. Величина літолого-структурного коефіцієнта дорівнює 0,0871. Такі параметри свідчать про складну структуру порового простору даного класу колекторів.

Радіус розширень порових каналів перевищує радіус звужень у середньому в 3,39 раза, вміст пор із радіусом менше 0,1 мкм становить 32,3 %.

За В. А. Ханіним, породи-колектори VI класу міоценових відкладів характеризуються максимальним радіусом звужень порових каналів до 6,3 мкм при середньому ефективному радіусі 0,546–1,788 мкм. Літолого-структурний коефіцієнт змінюється від 0,0123 до 0,1752, що свідчить про перевагу радіуса розширень над радіусом звужень у 2,39–3,02 раза. Пори з радіусом менше 0,1 мкм становлять 40,86–42,15 %.

Характерною особливістю порід-колекторів міоценових відкладів є різне співвідношення пор великих і малих розмірів при однаковій загальній пористості, що, за даними лабораторних досліджень [1], в основному зумовлено структурою порового простору та,

як наслідок, наявністю неоднакового вмісту залишкової води в породі. Так, наприклад, у зразках гірських порід міоценових відкладів із пористістю $K_{п. в.} = 20,9\%$ та фазовою проникністю $K_{пр. ф.} = 396 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, відібраних із глибини 1 590,0 м, де переважають великі пори радіусом від 2,5 до 16 мкм, коефіцієнт залишкової водонасиченості становить 15 %. У зразку гірської породи цих же відкладів із пористістю $K_{п. в.} = 19,2\%$ та фазовою проникністю $K_{пр. ф.} = 50,2 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$, відібраному із глибини 1 710,0 м, коефіцієнт залишкової водонасиченості становить 36 %. Аналіз і порівняння структур порового простору таких порід показали, що у зразках із більшим коефіцієнтом залишкової водонасиченості переважають дрібні пори радіусом 0–0,1 мкм (20 %), у той же час у зразках із $K_{в. з.} = 15\%$ цей показник становить 5 %. Коефіцієнт об'ємної глинистості дорівнює відповідно 36,7 та 14,2 %.

Проаналізувавши вищенаведені дані, можна зробити висновок, що основна залишкова водонасиченість у породах міоценових відкладів пов'язана з пустотами, радіус яких дорівнює або менший 0,1 мкм. Лабораторні дослідження керн, відібраного із міоценових відкладів, показали, що у розрізі цих порід є колектори всіх класів згідно з класифікацією В. А. Ханіна. Однак результати вивчення фільтраційно-ємнісних властивостей порід-колекторів дають змогу зробити висновок, що для відкладів сармату характерні породи-колектори II–V класів, із якими пов'язують основні перспективи нафтогазоносності.

Дані, отримані у ході дослідження пористості та фільтраційних параметрів сарматських, баденських і гельветських відкладів, наведено в табл. 2. Встановлено, що пісковики й алевроліти сарматських відкладів мають різні коефіцієнти пористості, глинистості, карбонатності та відповідно різні коефіцієнти залишкового водонасичення й ефективної проникності ($K_{пр. еф.}$). Значення коефіцієнта пористості змінюється в межах від 4,4 до 26 % при зміні глинистості ($C_{гд.}$) від 0,3 до 15,8 %. Виходячи із результатів

Результати визначення фізичних властивостей міоценових відкладів за даними ртутної порометрії

№ свердловини	Глибина відбору зразка, м	$K_{по}$ по повітрю, %	$K_{по}$ по ртуті, %	Літолого-структурний коефіцієнт, $K_{л.}$ ум. од.	Ефективний радіус пор, $R_{еф.}$ мкм	$K_{пр} \cdot 10^{-15}$, мкм ²
2	1673,5	16,9	10,3	0,0872	3,958	28,91
	1674,0	19,3	17,5	0,1568	5,743	125,0
	1675,0	0,0	12,6	0,2621	4,132	70,0
5	1585,7	6,3	0,9	0,1018	0,033	0,0002
	1586,0	3,1	0,9	0,0047	0,104	0,0002
	1588,5	4,2	2,5	0,0457	0,388	0,036
	1590,0	0,0	19,7	0,5049	8,142	823,22
	1592,0	15,3	11,2	0,2239	4,238	71,829
	1592,5	2,0	1,0	0,0964	0,067	0,0011
	1593,5	3,1	2,1	0,1266	0,203	0,0204
	1596,0	3,8	1,7	0,0337	0,588	0,056
	1603,0	11,6	5,2	0,0413	1,420	1,21
9	1607,0	12,0	6,3	0,0712	1,107	1,311
	1482,5	1,2	0,9	0,1333	0,078	0,0012
	1484,0	5,9	1,8	0,0607	0,076	0,0026
	1487,0	1,6	0,9	0,0023	0,111	0,00028
	1488,5	8,1	2,0	0,0335	0,048	0,00079
	1490,0	4,2	0,9	0,052	0,045	0,00055
	1491,0	2,6	1,1	0,1531	0,042	0,0009
15	1502,0	10,1	4,7	0,12	1,118	1,894
	1582,0	10,0	6,8	0,1489	0,775	1,117
	1591,0	3,6	1,0	0,0113	0,117	0,0007
37	1630,0	5,6	3,6	0,1818	0,059	0,0045
	1691,0	2,6	1,1	0,1531	0,042	0,0009
	1692,5	12,3	8,6	0,0123	1,788	0,6051
	1693,5	14,5	10,8	0,0881	2,456	9,503
	1694,5	17,3	14,5	0,0837	3,763	25,571
	1695,0	14,9	10,4	0,1752	0,546	0,972
	1705,0	22,1	16,4	0,1781	3,989	78,209
	1706,0	17,40	16,41	0,2236	4,996	121,39
	1707,0	1,66	0,4	0,0909	0,042	0,00032
	1710,0	19,5	17,0	0,2257	3,808	79,802
	1716,0	4,0	1,4	0,0077	0,086	0,00028

Результати визначення фізичних властивостей зразків гірських порід, відібраних із продуктивних відкладів Летнянського газового родовища

№ зразка	№ свердловини	Інтервал відбору зразків, м	Атмосферні умови		При ефективному тиску		
			$K_{п.}$ %	$C_{гд.}$ %	$K_{п. в.}$ %	$K_{в. з.}$ %	$K_{пр. еф.} \cdot 10^{-15}$, м ²
4184	2	1250–1261	23,1	7,4	20,4	26,2	9,0
4255		1250,8–1261,5	22,1	5,5	20,6	38,7	–
4258		1250,8–1261,5	20,6	9,1	18,5	46,8	1,75
4234		1250,8–1261,5	21,9	–	19,8	36,0	9,0
2889	3	1650,8–1660,9	4,4	–	1,7	–	–
3256		1240–1250	13,7	1,9	21,5	19,5	153,9
37	5	1246–1262	16,7	–	15,2	48	1,3
4951		1316–1332	23,0	9,2	20,7	31,8	7,3
5009		1430–1446	17,7	10,9	14,9	48,5	–
5		1590	20,9	0,3	19,8	15,0	396
5055	7	1472–1478,9	20,7	6,8	20	33	7,0
5061		1503–1506,9	17,9	15,8	13,6	46,2	1,75
5064		1557,1–1568,2	10,9	13,4	9,5	70	–
4397	9	1158–1168	25,1	6,9	24	15,2	–
53		1178–1188	26,0	7,9	24,6	21,0	–
4376		1250–1260	10,3	10,3	9,2	67,1	2,7
58		1250–1260	23,9	4,2	22,8	31,0	159,3
4391		1280–1290	23,6	9,3	21,7	33,0	13,8
69		1300–1310	18,4	3,0	17,3	22,0	159,7

досліджень, за В. А. Ханіним, породи-колектори сарматських відкладів можна віднести до III–VI класів. У розрізі цих відкладів виявлено наявність порід зі значною пористістю (10–14 %) при проникності на рівні десятих і сотих часток (10^{-15} м^2), що відповідає VI класу порід-колекторів (непромисловий тип) і групам Е та Г

(флюїдоупори). Результати лабораторних і свердловинних досліджень підтверджують мінливий характер колекторських властивостей відкладів по розрізу.

На основі вивчення структури порового простору, геологічних чинників і режимів розробки газових покладів Летнянського родовища та можливих

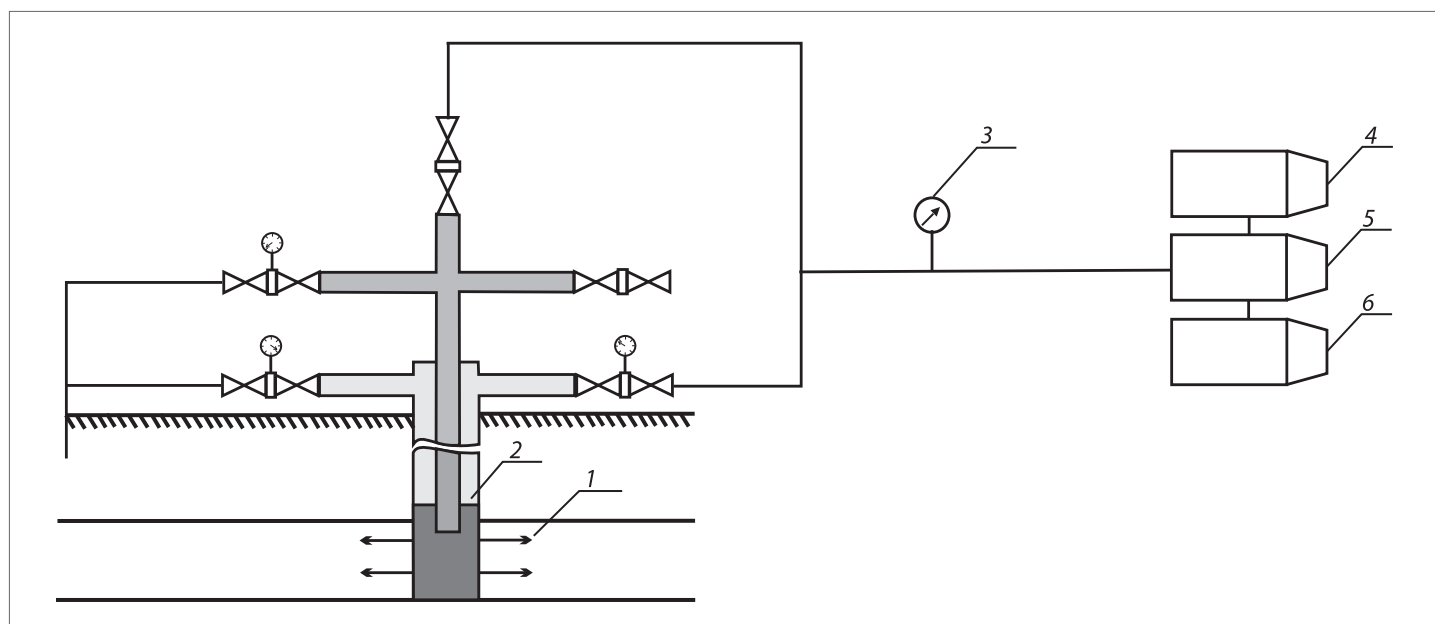


Схема обв'язки гірла свердловини під час проведення водоізоляційних робіт: 1 – продуктивний пласт; 2 – свердловина; 3 – манометр; 4 – ємність із конденсатом; 5 – цементувальний агрегат; 6 – ємність із дегоцементним розчином.

напрямок припливу пластової води до вибою експлуатаційних свердловин для ізоляції підшовних вод і підвищення продуктивності свердловин, що обводнюються, запропоновано проводити комплексні заходи [3], які б включали гідрофобізацію привибійної зони із застосуванням розчинів на основі рідких вуглеводнів та водоізоляційні роботи селективним дегоцементним розчином (ДЦР) без повного глушіння газових свердловин. Було застосовано технологію ізоляції підшовних вод ДЦР на св. 53-Летня. Дегоцементний розчин нагнітали в незаглушену експлуатаційну свердловину через насосно-компресорні труби (НКТ). Спостерігали значне винесення води зі свердловини, що призвело до зменшення дебіту в межах від 90 до 3 тис. м³/добу, водяний фактор при цьому становив 500 л/тис. м³, тиск на гірлі понизився до атмосферного і свердловина не продувалася на факел.

За результатами промислово-геофізичних досліджень в інтервалах 1 541–1 547 та 1 547–1 551 м відмічено обводнені пласти з пониженою газонасиченістю, звідки можливий приплив пластової води у свердловину. Поточний пластовий тиск дорівнював 6,48 МПа.

Для ліквідації припливу пластової води у свердловину проведено водоізоляційні роботи за такою технологічною схемою (рисунок):

нагнітання 300 л конденсату як буферної рідини в НКТ;

нагнітання дегоцементного розчину густиною 1 550 кг/м³ та об'ємом 1,4 м³;

повторне нагнітання 850 л конденсату та закриття свердловини для проведення геофізичних робіт із метою визначення глибини її вибою.

У результаті проведених геофізичних робіт було виявлено вибій свердловини на глибині 1 557 м, що не відповідала проектній. У зв'язку з цим для ліквідації визначеного припливу пластової води проведено повторне нагнітання 0,4 м³ дегоцементного розчину густиною 1 520 кг/м³ із дотриманням послідовності вказаної вище технології.

Після чотирьодобового відстоювання проводили продування свердловини на факел для очищення насиченої частини пласта від залишків дегоцементного розчину.

Перед запуском свердловини в роботу тиск у затрубному просторі $P_{зтр}$ становив 4,8 МПа, а на буфері свердловини P_6 – 4,6 МПа. У процесі освоєння тиск на буфері змінювався в межах від 3,0 до 4,6 МПа, а в затрубному просторі – від 4,0 до 5,0 МПа. Спостерігали винесення конденсату із залишками дегоцементного розчину. Після ремонтних робіт свердловину введено в експлуатацію з робочим дебітом газу 30–40 тис. м³/добу, тиском на буфері – 4,4 МПа, у затрубному просторі – 4,8 МПа.

Отже, під час проведення водоізоляційних робіт із застосуванням гідрофобних і дегоцементних розчинів для встановлення водонепроникного екрану на вибою немає необхідності проводити глушіння свердловини. Водоізоляційним матеріалом перекривають тільки повністю обводнену частину розкритого пласта. Разом із цим гідрофобізація проникних порід рідкими вуглеводнями у привибійній зоні знижує їх фазову проникність для води, що надалі зменшує швидкість проникнення пластової води в газову частину розкритого в свердловині пласта. Найефективніше запропонований спосіб можна застосувати для ізоляції підшовних вод у газових і газоконденсатних свердловинах на родовищах Передкарпаття.

Список літератури

1. Щерба В. М., Павлюк І. С., Щерба А. С. Газовые месторождения Предкарпаття. – К.: Наук. думка, 1987. – 137 с.
2. Ханін В. А. Терригенные породы-коллекторы нефти и газа на больших глубинах. – М.: Недра, 1979. – 140 с.
3. Нова методика ізоляції водоносних прошарків в тонкошаруватих газонафтоносних горизонтах в розрізах пошуково-розвідувальних і видобувних свердловин/О. О. Орлов, В. В. Говдун, А. В. Говдун та ін.//Геодинамика, тектоника и флюидодинамика нефтегазоносных регионов Украины. Тезисы докл. VII междунар. конф. «Крым-2007». – Симферополь, 2007. – С. 124–125.



А. М. Андрусяк
О. В. Гайдамака
Б. А. Тершак
канд. техн. наук
НДПІ ВАТ «Укрнафта»
Є. Р. Мрозек
канд. техн. наук
ВАТ «Укрнафта»

УДК 622.7.06

Системи бурових промивальних рідин із органоколоїдними складовими

Збереження стійкості стовбура свердловин є темою досліджень багатьох вітчизняних і зарубіжних вчених [1–3]. Із цією метою розробляють бурові промивальні рідини із застосуванням неорганічних та органічних сполук, а також їх композицій, що обмежують гідратацію гірських порід, гальмують іонообмінні процеси, блокують проникнення промивальної рідини (її фільтрату) в пласт.

Органоколоїдні складові бурових промивальних рідин, до яких відносять модифікації вододисперсійних асфальто-бітумних речовин, поряд із іншими органічними (одноосновними і багатоатомними спиртами, етерами, солями органічних кислот тощо), а також неорганічними (солями калію, амонію, кальцію, алюмінію) сполуками, що запобігають гідратації глинистих сланців, називають стабілізаторами глин. Окрім гальмування гідратації, їм властиві кольматация поверхні гірських порід та обмеження диспергування вибуреної породи в буровому розчині.

Органоколоїдні домішки запобігають осипанню порід під час буріння свердловин, покращують якісні характеристики фільтраційних кірок і змашувальні властивості бурових промивальних рідин, забезпечують їх антикорозійну дію, зокрема при високих температурах.

Також органоколоїдні домішки включають до складу промивальних рі-

Рассмотрен опыт получения и применения систем буровых промывочных жидкостей с использованием органоколлоидных компонентов.

The experience of production and using of drilling fluids systems with organic-colloid components is considered.

дин (бурових розчинів) із метою покращення їх відновлювальних властивостей під час буріння свердловин в інтервалі залягання продуктивних горизонтів.

У промислових умовах промивальні рідини обробляють органоколоїдними реагентами з урахуванням стратиграфічно-літологічної характеристики розрізу свердловини.

Метою досліджень є створення систем бурових промивальних рідин із органоколоїдними складовими та розроблення технології їх застосування в різних умовах буріння і завершення будівництва свердловин.

Як органоколоїдні домішки використано реагенти зарубіжного (Soltex,

Asphasol, сульфований асфальт) і вітчизняного (органоколоїдні реагенти, одержані на основі бітумної сировини) виробництва. Проведено лабораторні випробування 40 дослідних взірців бітумних органоколоїдних реагентів, виготовлених в УкрНДІНП «МАСМА», технологічні властивості яких максимально наближені до відповідних властивостей зарубіжних реагентів. Для подальших випробувань відібрано 8 взірців реагентів-органоколоїдів, одержаних із бітумів (гудронів, сумішей нафтових залишків) шляхом їх окиснення і модифікування активаторами – поверхнево-активними речовинами (табл. 1).

Таблиця 1

Характеристика органоколоїдних реагентів, одержаних за технологією УкрНДІНП «МАСМА»

№ взірця	Температура розм'якшення, °С	Активатор, ПАР, %	Застосування розчинника	Гранулометричний склад, мм	Насипна вага, г/см³
1	139	10	–	<1,6	0,463
2	136	5	–	<1,6	0,460
3	152	10	–	<1,0	0,479
4	146	10	–	<2,5	0,450
5	128	15	Етиловий спирт : ПАР (2:1)	<0,63	0,465
6	95	15	–	1,6–1,0=5 % 1,0–0,63=16 % <0,63=79 %	0,468
7	132	5	–	<1,0	–
8	139	10	Етиловий спирт : ПАР (2:1)	1,6–1,0=80 % 1,0–0,63=16 % <0,63=4 %	0,382

Для досягнення стабілізації глинистих сланців важливо забезпечити ефективне диспергування органоколоїдної домішки у водному середовищі бурового розчину. За відсутності вуглеводневої фази і при великому вмісті колоїдних фракцій твердої фази, високих значеннях мінералізації та густини бурових розчинів ступінь впливу органоколоїдних домішок під час безпосереднього їх додавання регулювати важче.

Зі збільшенням вмісту твердої фази та реагентів-стабілізаторів зменшується кількість незв'язаної води. В такому випадку гальмується проявлення дії органоколоїдної домішки у разі безпосереднього її введення. У зв'язку з цим випробовували способи додавання органоколоїдів у вигляді попередньо заготовлених водних дисперсій, емульсій та суспензій.

Вивчали здатність досліджуваних органоколоїдних домішок до диспергування і збереження агрегативної сталості їх дисперсій у водному та вуглеводневому середовищах. Ефективному розподілу окремих органоколоїдних домішок під час додавання до бурових розчинів сприяє попередне

їх диспергування у нафті як органічно-му розчиннику.

Як органічні розчинники використовували також дизпаливо і гас. Практично кожна з випробуваних домішок, за винятком взірця №1 (див. табл. 1), у дизпаливі диспергувалася з осадженням частини продукту (об'ємна частка осаду – від 10 до 50 %). Слід зауважити, що в гасі у більшості випадків диспергування досліджуваних домішок було незначним, про що свідчив відстій чистого, прозорого розчинника.

Здійснювали випробування досліджуваних органоколоїдів на бурових розчинах зі збільшеним вмістом вуглеводневої фази. Під час безпосереднього додавання до бурових розчинів взірці №№ 1, 4, 5 (табл. 2) виявилися ефективними щодо зменшення значень показників фільтрації Φ_1 (надалі – показника первинної фільтрації), а також Φ_2 (показника вторинної фільтрації – фільтрації води через фільтраційну кірку, сформовану під час визначення Φ_1). Після додавання органоколоїдів встановлено, що при температурі 20 °С значення показника Φ_2 залишалися стабільними або навіть дещо збільшувалися, а їх зменшення спостерігалось

при вищих температурах. Випробовувані бітумні органоколоїди №2 та 3 забезпечили зниження як первинної, так і вторинної фільтрації (див. табл. 2, ан. 9 і 10).

Органоколоїд №1 вводили в систему також у вигляді 25 %-ного розчину в дизпаливі (див. табл. 2, ан. 12). Це спричинило незначне збільшення структурованості бурового розчину, хоча водночас сприяло покращенню показників фільтрації (зменшення значень Φ_1 і Φ_2) та характеристик фільтраційних кірок (зменшення їх товщин і коефіцієнтів тертя).

Результати досліджень показали, що за ефективністю взірці органоколоїдних реагентів №№ 1, 4 та 5 подібні до взятих для порівняння реагентів зарубіжного виробництва Soltex, Asphasol (див. табл. 2, ан. 5–7).

Для обробки бурових промивальних рідин розроблено композиції органоколоїдних домішок у вигляді емульсії (ЕК), суспензії (СК) та нафтоглинистої пасти (НГП).

Під час одержання малоглинистих мінералізованих бурових розчинів виявилось ефективним використання органоколоїдних домішок у вигляді НГП. Додавання їх в кількості від 5 до 10 % із подальшим додаванням каустичної соди та розчину КМЦ дало можливість отримати коагуляційно стійку промивальну рідину суспензійно-емульсійного типу з параметрами: густина – 1 080–1 100 кг/м³; умовна в'язкість – 40–60 с; динамічний коефіцієнт в'язкості – 29–35 мПа·с; уявна в'язкість – 22–30; показник фільтрації за 30 хв – 6–8 см³; товщина кірки – «плівка» – 0,5 мм; коефіцієнт тертя кірки (КТК) – 0,05–0,12; рН – 8–11. Однак при цьому, очевидно внаслідок зниження гідрофільності, система потребувала додаткових заходів

Результати оброблення бурового розчину досліджуваними органоколоїдними домішками

Таблиця 2

№ аналізу	Досліджуваний розчин	Показник фільтрації, см ³ за 30 хв	
		первинної, Φ_1	вторинної, Φ_2
1	Вихідний буровий розчин зі св. 121-Анастасіївської (вміст нафтової фази – 20,7 %)	7,5	1,5
2	№ 1+2 % домішки № 1	5,5	0,8
3	№ 1+2 % домішки № 4	4,5	2,0
4	№ 1+2 % домішки № 5	3,5	2,2
5	Вихідний буровий розчин (вміст нафтової фази – 17,6 %)	6,0	1,9
6	№ 5+2 % Asphasol	4,0	1,6
7	№ 5+2 % Soltex	4,5	2,0
8	Вихідний буровий розчин зі св. 32-Перекопівської (вміст нафтової фази – 10 %)	8,3	3,8
9	№ 8+2 % домішки № 2	6,0	1,2
10	№ 8+2 % домішки № 3	6,0	1,2
11	Вихідний буровий розчин зі св. 143-Анастасіївської	15,5	6,0
12	№ 11+2 % домішки № 1 (у вигляді 25 %-го розчину в дизпаливі)	10,0	4,2

Вплив способів додавання органоколоїдних домішок на параметри бентонітової суспензії та бурового розчину

Таблиця 3

№ аналізу	Досліджувана рідина	Параметри					
		умовна в'язкість, Т, с	динамічний коефіцієнт в'язкості, η , мПа·с	динамічна напруга зсуву, τ_0 , дПа	показник фільтрації за 30 хв, см ³		статична напруга зсуву за 1 і 10 хв, дПа
					Φ_1	Φ_2	
1	5 %-на бентонітова суспензія стабілізована 3 % КССБ і 0,2 % КМЦ	40	14	12	9,4	4,0	54/70
2	№ 1+2 % Soltex при безпосередньому додаванні	31	13	8	9,4	4,0	66/103
3	№ 1+2 % домішки (у вигляді емульсійної композиції)	21	9	10	8,4	3,5	30/57
4	Розчин зі св. 143-Анастасіївської	60	30	62	7	2,5	128/148
5	№ 4+2 % домішки при безпосередньому додаванні	84	33	74	6	2,5	94/99
6	№ 4+2 % домішки (у вигляді емульсійної композиції)	52	26	42	6	2,0	19/21
7	№ 4+2 % домішки (у вигляді суспензійної композиції)	76	30,5	67	6	2,5	42/50



для збільшення тиксотропності передує для умов підвищених температур (більше 60 °C).

У технології створення систем бурових промивальних рідин, призначених для розкриття продуктивних пластів, враховано адсорбційно-активні та структурно-коагуляційні властивості розроблених ЕК і СК, у яких органоколоїдні домішки знаходяться в стані різної здатності до взаємодії з водною і вуглеводневою фазами.

Оптимальна концентрація досліджуваних органоколоїдів у емульсійній та суспензійній композиціях – 17%, а при разовому додаванні до бурових розчинів достатня кількість кожної з них становила 2% (у розрахунку на кількість сухого бітумного реагенту).

Дані, наведені в табл. 3, ілюструють характер впливу ЕК і СК на зміну параметрів глинистої суспензії та промивальної рідини (як приклад взято результати обробки розчину з бурової св. 43-Анастасіївської).

Після термостатування досліджуваних розчинів спостерігали ущільнення кірки, зменшення її проникності, що відповідно сприяло зменшенню показника фільтрації та збереженню стабільності структурно-реологічних характеристик.

Перед розробленням технології одержання систем із органоколоїдними складовими з'ясовували особливості їх диспергування в прісних і мінералізованих середовищах.

Показано, що з метою запобігання коагуляції та підвищенню показника фільтрації прісні глинисті суспензії необхідно попередньо стабілізувати захисними полімерними реагентами (полісахаридними або поліакрилатними) у кількості, достатній для зменшення показника фільтрації та підвищення коефіцієнта коагуляційного структуроутворення K_c (до $K_c \geq 1$). При цьому досягають рівномірності диспергування органоколоїдів в об'ємі розчину і покращення інших його технологічних характеристик, особливо після термообробки.

Із аналізу результатів лабораторних випробувань зрозуміло, що вибір способів додавання органоколоїдних компонентів слід здійснювати з урахуванням вмісту глинистої, твердої та вуг-

леводневої фаз і мінералізації бурових розчинів, що обробляються.

Для оцінки впливу електролітів на активність органоколоїдних домішок визначено їх вміст у водних витяжках 10%-них дисперсій порівнюваних реагентів. У зарубіжних реагентах (Asphasol, Soltex, сульфований асфальт) вміст солей (по NaCl) становив від 5 до 7,5% (іонів K^+ і Ca^{++} не виявлено). У бітумних реагентах, представлених УкрНДІНП «МАСМА», вміст солей не перевищував 1%.

Вивчали вплив різних електролітів на агрегативну стійкість (стабільність) дисперсій досліджуваних органоколоїдних домішок. Наявність NaCl у реагентах зарубіжного виробництва, що є продуктами сульфонування бітумів і асфальтенів, на нашу думку, сприяє їх іонізації та кращому диспергуванню у воді. Більшість із них (за винятком реагенту Soltex) має обмежену стійкість до солей Ca^{++} .

Стійкими до агресивної дії солей полівалентних металів виявилися досліджувані бітумні реагенти № № 7 і 8.

Реагент Soltex за своїми властивостями найбільш наближений до досліджуваних взірців бітумних органоколоїдних домішок. Встановлено ряд агентів-електролітів, що сприяють його диспергуванню у водному середовищі: $NH_4^+(NH_4Cl) > H^+(HCl) > Al^{+++}[Al_2(SO_4)_3] > K^+(KCl) > Na^+(NaOH)$.

За результатами лабораторних досліджень розроблено:

емульсійну композицію – ЕК (у водному середовищі з використанням КМЦ і ріпоксу-6 для ефективного диспергування органоколоїдних домішок);

суспензійну композицію – СК (у водному середовищі з використанням бентонітового глинопорошку для надання дисперсії структурованості);

нафтобентонітову композицію – пасту НГП.

Композиція НГП виявилася ефективною передусім для обмеження прилипання реагенту до металевих поверхонь, а також для покращення змащувальних властивостей бурового розчину.

За комплексною оцінкою змін реологічних і фільтраційних властивостей залежно від технології застосування органоколоїдних домішок показано, що застосування емульсій ефективне

для оброблення малоглинистих інгібованих промивальних рідин. Технологія їх приготування полягала у тому, що після додавання інгібітора (від 1 до 3% KCl) і стабілізатора (від 0,05 до 0,1% КМЦ) у 3–5% глинисту суспензію додають від 2 до 3% органоколоїдної домішки у вигляді ЕК. Після цього розчин обробляють шляхом додавання аніонної або неіоногенної ПАВ, або ж їх суміші (від 0,4 до 0,6%) і нафти (від 5 до 7%). Для подальшої стабілізації параметрів можна застосовувати поліаніонцелюлозу (0,05–0,1%).

Для одержання малоглинистих рідин можна використовувати буровий розчин, розбавлений до значень умовної в'язкості 30–40 с і вмісту глинистої фази до 10–15%. У цьому випадку зменшуються витрати реагентів-стабілізаторів, особливо завдяки відсутності потреби інгібувати розчин шляхом додавання солей-електролітів. За цих умов раціонально застосовувати органоколоїдну домішку у вигляді суспензійної композиції, для чого її вводять у попередньо заготовлену бентонітову суспензію і додають розраховану кількість СК до бурового розчину.

Приготування системи суспензійно-емульсійного типу здійснюють із використанням НГП. Її готують шляхом змішування 73–74% нафти з 10–11% бентонітового порошку, постійно перемішуючи протягом 30 хв, після чого в дисперсію вводять 14–15% органоколоїду та 1,5–2,0% жириноксу-С. Перемішування продовжують до отримання однорідної пастоподібної маси (близько 25–30 хв).

Одержана таким чином композиція достатньо стабільна, вона забезпечує буровим промивальним рідиною характеристики, необхідні для успішного буріння та збереження колекторських властивостей порід-колекторів. У процесі застосування цих рідин можна збільшувати густину шляхом додавання обважнювача (бариту) і вміст хлориду калію для посилення інгібуючих властивостей.

Одна з проблем регулювання характеристик бурових розчинів пов'язана з великим вмістом колоїдних фракцій глинистої фази. Механічним очищенням досягти його зменшення складно. Способи розбавлення водою, інгі-

бування солями, хімічної флокуляції малоефективні та супроводжуються великими витратами хімреагентів-стабілізаторів. У зв'язку з цим привабливим є використання органоколоїдних домішок. Доведено, що їх наявність у системі бурового розчину сприяє зниженню колоїдальності глинистої фази. Так, у разі додавання реагенту Soltex безпосередньо та у вигляді емульсійної композиції (2 % реагенту на суху речовину) ступінь зниження колоїдальності становив від 20 до 40 %. При цьому кращих результатів досягнуто у разі застосування реагенту у вигляді емульсійної композиції (ЕК).

Помічено, що використання органоколоїдних домішок може бути доцільним і під час оброблення високомінералізованих бурових розчинів.

Так, додавання 2 % органоколоїдної домішки №1 або такої ж кількості реагенту Soltex у буровий розчин із загальною мінералізацією 23,7 % сприяло зниженню показника фільтрації практично до одного рівня (від 7,5 до 5,5 см³ за 30 хв) і зменшенню товщини кірки (до 1,5 мм). Час досягнення граничної межі вирівнювання швидкості фільтрації був однаковим. У разі додавання бітумного органоколоїдного реагенту за взірцем №1 (див. табл. 1) у вигляді ЕК та вуглеводневої дисперсії (у дизпаливі) до того ж розчину ефективнішою виявилася добавка у вигляді вуглеводневої дисперсії. Характерно, що це підтверджує зміна показників як первинної, так і вторинної фільтрації.

Досліджували вплив органоколоїдних домішок на колекторські властивості продуктивного пласта. Використано керни з пористістю 13–18 % і проникністю 15·10⁻³–50·10⁻³ мкм². Дослідження здійснювали в модельованих умовах: тиск гідравлічного обтискування кернів – 10 МПа, робочий перепад тиску – 0,5–1,0 МПа, температура робочої зони – 70 °С. Обчислювали коефіцієнт відновлення проникності керна (β_1), а також коефіцієнт відновлення проникності після зрізу робочого торця керна завдовжки 1 мм (β_2). Фільтрацію бурового розчину через керн визначали після трьох годин прокачування. Результати досліджень наведено в табл. 4.

Як видно з табл. 4, додавання 2 % реагенту Soltex (у розрахунку на су-

Вплив органоколоїдних реагентів на колекторські властивості порід-колекторів

Таблиця 4

	Розчин	Фільтрація через керн, см ³	β_1 , %	β_2 , %
1	№ 4+2 % взірця № 6 у вигляді емульсійної композиції	3,1	65,7	100
2	Вихідний зі св. 544-Бугруватівської	5,3	33,1	85,4
3	№ 1+2 % взірця № 6 у вигляді емульсійної композиції	4,9	80,6	91
4	№ 1+2 % Soltex	2,9	62,8	88
5	Вихідний зі св. 34-Перекопівської	6,7	64,5	69

хий продукт) до вихідного бурового розчину зі св. 34-Перекопівської суттєво не вплинуло на зміну коефіцієнта β , проте відчутно змінився характер фільтрації: об'єм фільтрату становив 2,9 см³ (проти 6,7 см³ у вихідному розчині) за три години прокачування за однакових умов проведення експерименту. Після зрізу робочого торця керна завдовжки 1 мм коефіцієнт β для вихідного розчину майже не змінився (69,0 %), а для обробленого – значно зріс (до 88,0 %).

Додавання 2 % органоколоїдного реагенту за взірцем №6 у вигляді ЕК позитивно вплинуло на відновлювальні властивості бурового розчину зі св. 34-Перекопівської. При цьому не спостерігалось тенденції до затухання рівня відновлення під час прокачування 20 порових об'ємів вуглеводневого флюїду.

Органоколоїд №6 досліджували і на буровому розчині зі св. 544-Бугруватівської з низьким коефіцієнтом відновлення ($\beta_1 = 33,1$ %). Додавання 2 % органоколоїду №6 у вигляді ЕК дало змогу підвищити коефіцієнт β_1 у два рази (до 65,7 %), а також значно знизити об'єм фільтрату за три години прокачування. Проте під час фільтрування вуглеводневого флюїду в кількості 20 порових об'ємів помічено затухання рівня відновлення до кінцевого значення $\beta_1 = 44,8$ %. Після зрізу робочого торця керна завдовжки 1 мм коефіцієнт β_2 для вихідного розчину значно зріс (до 85,4 %), а для обробленого розчину було зафіксовано повне відновлення проникності керна (100 %).

Одержані результати представляють практичний інтерес стосовно можливостей збереження фільтраційних властивостей порід-колекторів.

Встановлено, що органоколоїдні реагенти зарубіжного виробництва і відібрані експериментальні взірці, виготовлені в УкрНДІНП «МАСМА», є близькими щодо функціональності їх

дії та забезпечують покращення технологічних характеристик бурових розчинів.

Показано доцільність застосування органоколоїдних домішок за розробленою технологією у вигляді емульсійних (для інгібованих бурових розчинів) і суспензійних (для малоглинистих бурових розчинів) композицій, а також у вигляді вуглеводневих (нафтових) дисперсій (для бурових розчинів із вмістом нафти більш ніж 10 %).

Застосування розроблених систем бурових розчинів із органоколоїдними складовими дасть можливість забезпечити:

- збереження фільтраційних властивостей порід-колекторів;
- стабілізацію міцності розбурюваних порід;
- сповільнення диспергування вибуреної породи;
- покращення властивостей фільтраційної кірки;
- обмеження негативного впливу реагентів на зміну реологічних і фільтраційних характеристик бурових розчинів;
- покращення змащувальних властивостей бурового розчину.

Список літератури

1. **Захист** стінок свердловин. Перегляд ролі реагентів/А.О. Васильченко, С.В. Локтев, М.В. Боровик та ін.// Нафт. і газова пром-сть. – 1998. – № 3. – С. 18–20.
2. **Мочернюк Д.Ю., Кунцяк Я.В., Білецький Я.С.** Вплив міцності гірських порід на механічну швидкість буріння та на стійкість стінок свердловин// Нафт. і газова пром-сть. – 2004. – № 1. – С. 28–30.
3. **Крылов В.И., Крещул В.В.** Применение кольматантов в жидкостях для первичного вскрытия продуктивных пластов с целью сохранения их коллекторских свойств//Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2005. – № 4. – С. 36–41.



М. А. Мислюк
докт. техн. наук
ІФНТУНГ
А. О. Васильченко
канд. техн. наук
УкрНДІгаз

УДК 622.244.5

Попередження забруднення продуктивних пластів під час їх розкриття

Збереження природної проникності продуктивних пластів є найважливішою вимогою до технологій завершення свердловин. Від її ефективної реалізації залежить продуктивність свердловин і ступінь вилучення вуглеводнів у процесі розробки родовищ.

Реалізацію кожної технологічної операції під час завершення свердловини потрібно здійснювати з урахуванням вимог до якісного розкриття продуктивних горизонтів.

Для науково-обґрунтованого вибору методів запобігання забрудненню продуктивного пласта необхідна інформація про літологічний склад порід, їх колекторські властивості та насиченість флюїдами, фізико-хімічні властивості флюїдів, пластові тиски і температури, а також слід враховувати результати аналізу застосування існуючих технологій завершення свердловин.

У загальному випадку методи запобігання забрудненню продуктивного пласта охоплюють вибір конструкції свердловини, технологій первинного і вторинного розкриття пласта, бурового розчину та його хімічної обробки, керування гідро- і термодинамічними умовами розкриття пласта.

Вибір конструкції свердловини здійснюють із урахуванням функціональних, технологічних, економічних і екологічних вимог [1]. Ефективне використання пластової енергії досягається, зокрема, якісним розкриттям продуктивних горизонтів.

Конструкція свердловини має відповідати цій важливій функціональній вимозі, а також повинна забезпечити реалізацію заходів щодо збереження природної проникності продуктивних горизонтів.

На даний час застосовують **технології розкриття продуктивних го-**

Систематизовані методи предупреждения загрязнения продуктивных пластов в процессе их вскрытия. Сформулированы принципы выбора бурового раствора и управления гидродинамической обстановкой в скважине для обеспечения качественного вскрытия продуктивных пластов.

The methods of prevention of productive layers contamination during well completion are systematized. Principles of drilling fluids choice and well hydrodynamic situation handle for providing of high-quality well completion are formulated.

ризонтів в умовах депресії, рівноваги вибійних і пластових тисків та репресії на пласт.

Найбільш надійними для запобігання забрудненню продуктивних горизонтів є *технології буріння в умовах депресії на пласт*, так звані *технології UBD (underbalanced drilling)* [2], що їх застосовують провідні бурові компанії світу. Доведено, що потенційних можливостей технологій завершення свердловин може бути досягнуто тільки під час розкриття продуктивних пластів на депресії.

Технології UBD забезпечують:

збереження (а в окремих випадках і покращення) природних колекторських властивостей продуктивного пласта;

попередження ускладнень буріння з причини репресій на пласт (поглинання, прихвати);

підвищення показників роботи бурових доліт;

підвищення продуктивності свердловин у процесі їх експлуатації.

Залежно від умов буріння технології UBD реалізують за різними схемами з використанням бурових розчинів на нафтовій основі, нафтогазових сумішей, пін та газоподібних агентів.

Корпорація «Tesco» (США) розробила так званий об'єднаний пакет для буріння з депресією на пласт, що включає системи макроуправління та збору даних, підбору складу бригади і навчання персоналу, комплектування обладнання. Основними складовими традиційного комплексу обладнання для технологій UBD є системи нагнітання і зворотного потоку.

Система нагнітання, як правило, включає високопродуктивні гвинтові компресори низького тиску, систему генерування азоту, поршневі компресори високого тиску, бурові насоси і систему подавання хімічних реагентів. Залежно від умов буріння та газу, що використовують для зменшення густини бурового розчину, існує багато варіантів систем нагнітання.

Система зворотного потоку включає хрестовину, дивертор для відхилення потоку, клапан аварійного вимкнення, лінію дроселювання, шламовідстійник, резервуари для розподілу фаз, відвантажувальні насоси, газовідвідну лінію, факел для згорання газу.

Технології UBD широко застосовують під час розкриття продуктивних пластів із нормальними й аномально низькими тисками, у т. ч. горизонтальними стовбурами. Світовий досвід показує, що збільшення вартості бурових робіт за технологіями UBD швидко окуповується за рахунок підвищеної продуктивності свердловин [2].

Технологію розкриття продуктивних горизонтів азотом успішно використовували в 70-х роках минулого століття на деяких площах Західної України [3].

Технологія буріння при збалансованих вибійних і пластових тисках має, по суті, такі ж переваги, як і технології UBD, та забезпечує якісне розкриття продуктивних горизонтів. Залежно від умов буріння застосовують різні технологічні схеми буріння при збалансованих вибійних і пластових тисках.

Застосування технологій буріння в умовах репресії на пласт призводить до забруднення продуктивних горизонтів компонентами бурових розчинів. Основними впливовими факторами, що визначають ступінь забруднення продуктивного пласта, є тип і фізико-хімічні властивості бурового розчину, величина репресії на пласт і тривалість його розкриття.

В інституті «СевКавНИИГаз» (м. Ставрополь, Росія) розроблено технологію розкриття продуктивного пласта регулюванням диференціального тиску в умовах герметизованої системи циркуляції [4].

Особливістю герметизованої системи циркуляції є наявність буферного компенсатора, що забезпечує подачу бурового розчину від гирла свердловини до бурових насосів під тиском паралельно до відкритої системи циркуляції. Це дає можливість оперативно використовувати різні модифікації технологій буріння:

буріння в умовах рівноваги вибієного і пластового тисків – проведення повного циклу технологічних операцій (спуско-підіймальні операції (СПО), механічне буріння);

буріння в умовах регульованої репресії на пласт – проведення повного циклу технологічних операцій;

буріння з використанням двох бурових розчинів: механічне буріння проводять в умовах рівноваги вибієних і пластових тисків, а СПО – після заміни бурового розчину на розчин із більшою густиною;

буріння із загерметизованим гирлом в умовах депресії на пласт.

Технологію розкриття продуктивного пласта регулюванням диференціального тиску в умовах герметизованої системи циркуляції успішно впроваджено під час буріння свердловин на газових і газоконденсатних родовищах Ставропілля.

В УкрНДІгазі розроблено технологію розкриття продуктивних пластів на репресії з утворенням закріпного непроникного шару на стінках свердловини, що досягається за допомогою використання вапняного бурового розчину та хімічної взаємодії вапна бурового розчину з алюмінатами і силікатами гірських порід привибійної зони [5]. За цією технологією, вторинне розкриття необхідно здійснювати із застосуванням спеціальної рідини або нейтралізувати вапно за рахунок

простого пониження лужності. У випадку буріння похило-скерованої або горизонтальної свердловини із закінченням її фільтром закріпний цементний шар пропонують видаляти шляхом розширення стовбура і промивання його рідиною, що не забруднює пласт-колектор.

Для реалізації технології з проявом ефекту повної та надійної ізоляції продуктивних пластів в УкрНДІгазі розроблено рецептури мало- та безглинистих вапняних бурових розчинів нового покоління. Їх новизна полягає у використанні полімерів, не сумісних за звичайних умов із вапном. Натомість у складі синергетичної композиції вони здатні витримувати агресивну дію середовища (високі температури, лужність, мінералізацію).

Перший досвід застосування технології розкриття продуктивних пластів із використанням полімер-вапняних бурових розчинів дає підстави говорити про її перспективність для умов Дніпровсько-Донецької западини. Застосування полімер-вапняних бурових розчинів сприяє попередженню прихватів внаслідок перепадів тиску і поглинань, а також значно зменшує витрати на їх хімічну обробку.

Вибір бурового розчину для запобігання забрудненню продуктивного пласта здійснюють із урахуванням таких основних вимог [3, 6, 7]:

густина повинна відповідати умові рівноваги вибієних і пластових тисків або бути близькою до такого значення;

фільтрація в пластових умовах має бути мінімальною;

склад фільтрату у випадку проникнення в пласт не повинен сприяти фізичним, хімічним або фізико-хімічним явищам, що понижують проникність привибійної зони пласта (набухання глин, підвищення гідрофільності породи, утворення нерозчинного осаду тощо);

ступінь мінералізації та склад солей фільтрату бурового розчину мають бути близькими до пластових;

поверхневий натяг на границі розділу фаз «фільтрат – нафта» повинен бути мінімальним.

Вважається, що кращі бурові розчини для розкриття продуктивних горизонтів – газоподібні агенти, розчини на нафтовій основі, обернені емульсійні розчини з мінералізованою водною фазою.

У [6] відзначається, що забруднення чутливих до води пластів можна уник-

нути завдяки використанню інгібованих бурових розчинів або розчинів на мінералізованій воді. Для розчинів хлоридів натрію, калію і кальцію запропоновано [6] рекомендації мінімальних концентрацій солей (табл.). Слід звернути увагу на те, що хлориди кальцію і калію проявляють приблизно однакову інгібуючу дію, але хлорид кальцію має суттєвий недолік: може призвести до забруднення пласта в результаті осідання карбонатів або сульфатів, часто наявних у пластових водах. Тому перевагу слід надавати хлориду калію, якщо при цьому не потрібні дуже високі густини бурового розчину.

Мінімальні концентрації (г/л) сольових розчинів для запобігання глинистому блокуванню чутливих до води пластів [6]

Глинистий мінерал у пласті	Розчини солей		
	NaCl	CaCl ₂	KCl
Монтморилоніт	30	10	10
Ілліт, каоолініт, хлорит	10	1	1

За рекомендаціями [6], для запобігання значному забрудненню пласта градулометричний склад твердої фази бурових розчинів має відповідати структурі порового простору. У буровому розчині вміст частинок діаметром $d > d_{п}/3$ ($d_{п}$ – діаметр порових каналів) повинен бути не меншим, ніж 5% від загального об'єму твердої фази. Це сприятиме швидкому утворенню фільтраційної кірки, що виконуватиме функції бар'єру для подальшого проникнення твердої фази у пласт.

Забруднення, викликаного миттєвою фільтрацією, можна уникнути, якщо тверда фаза бурового розчину, наприклад карбонати, піддається розкладанню або розчиненню кислотами. Саме такі бурові розчини доцільно використовувати під час розкриття тріщинного колектора.

Для запобігання впливу поверхневих ефектів на забруднення продуктивних пластів необхідно зменшувати величину поверхневого натягу на границі розділу фаз «фільтрат – нафта» [3]. З цією метою перед розкриттям пластів до бурових розчинів додають поверхнево-активні речовини. ВАТ «НПО Бурение» (м. Краснодар, Росія) рекомендує використовувати їх залежно від літологічного складу пласта і активності пластових флюїдів. Нафту вважають активною за наявності в ній понад 0,3% нафтових кислот. Залишкову воду вважають активною, якщо основним катіоном в ній є Na^+ , а водневий показник рН більший від 7.



Наведені рекомендації щодо вибору бурових розчинів для розкриття продуктивних пластів носять якісний характер. Підбір рецептур бурових розчинів потрібно здійснювати на основі лабораторних досліджень із використанням кернового матеріалу для конкретних умов буріння.

У даному випадку може бути використано результати вивчення проникності керна на установці УИПК-1М в умовах, наближених до пластових. За критерій оптимальності K рецептури можна прийняти коефіцієнт відновлення початкової проникності.

Нехай $A = \{a_1, a_2, \dots, a_n\}$ – множина допустимих рецептур бурових розчинів, що за технологічними властивостями можуть використовуватися для розкриття продуктивного пласта в заданих умовах. Тоді оптимальну a_i рецептуру бурового розчину вибирають за результатами лабораторних досліджень $\{K_i\}$, $i = \overline{1, n}$ – коефіцієнта відновлення початкової проникності:

$$\max_{i=\overline{1,n}} K_i \Rightarrow a_i.$$

Керування гідродинамічними умовами у разі виконання різних технологічних операцій є необхідним для забезпечення якісного розкриття продуктивного пласта. За гідродинамічними умовами технології розкриття можуть бути оцінені інтегральним критерієм

$$K_{\Delta p} = \frac{1}{\Delta p_H^* T_H} \sum_i \int_{T_{i-1}}^{T_i} [p_{ci}(\tau) - p_n] d\tau, \quad (1)$$

де Δp_H^* – допустима репресія на пласт, регламентована нормативними документами; T_H – нормативний час на розкриття пласта; $p_{ci}(\tau)$ – тиск у свердловині на глибині пласта як функція часу при виконанні i -тої технологічної операції; p_n – пластовий тиск; T_{i-1} , T_i – границі часу виконання i -тої технологічної операції.

Менші значення критерію (1) відповідають більш якісним технологіям розкриття продуктивного пласта. Так, наприклад, для технологій UBD $K_{\Delta p} < 0$, для технологій розкриття продуктивного пласта на репресії $K_{\Delta p} > 0$.

Для технологічних операцій, що підвищують гідродинамічний тиск у свердловині, умову запобігання забрудненню можна формалізувати обмеженням репресії на пласт

$$p_j(z_n) \leq p_n + \Delta p_{\max}^+ \quad (2)$$

де $p_j(z_n)$ – гідродинамічний тиск у свердловині на глибині z_n продуктивного

пласта під час виконання j -тої технологічної репресії; $\Delta p_{\max}^+$ – максимально допустима репресія на пласт, наприклад, у разі розкриття пласта під час механічного буріння.

Умова (2) аналогічна за змістом умові попередження поглинань та реалізується методами, описаними у [8]. Зазначимо, що, на відміну від умови попередження поглинань [8], умова (2) накладає більш жорсткі обмеження на параметри відповідних технологічних операцій.

В окремих випадках виникає необхідність **керування термодинамічними умовами** розкриття продуктивного пласта.

Це, зокрема, зв'язано із забрудненням пласта внаслідок відкладень парафіну з причини охолодження привибійної зони пласта нижче від температури насичення нафти парафіном. Такі ситуації виникають на родовищах, для яких пластова температура близька до температури насичення нафти парафіном.

Для зменшення охолодження привибійної зони пласта використовують традиційні методи (підвищення температури бурового розчину, зменшення продуктивності бурових насосів тощо).

Запобігання забрудненню продуктивного пласта під час **цементування свердловин** досягається за рахунок зменшення репресії на пласт і фільтраційних властивостей тампонажного розчину, а також шляхом забезпечення фізико-хімічної відповідності фільтрату тампонажного розчину до складу порід пласта, пластових флюїдів і фільтрату бурового розчину.

У [7] для запобігання забрудненню продуктивного пласта рекомендують такі заходи:

обмеження висоти піднімання тампонажного розчину за один ступінь, використання ступеневого цементування; зменшення густини тампонажного розчину шляхом використання полегшених добавок;

зменшення фільтраційних властивостей тампонажного розчину завдяки використанню полімерів або розчинів на вуглеводневій основі;

регулювання реологічних властивостей тампонажного розчину, а також швидкостей його нагнітання і протискування;

кріплення продуктивного пласта без цементування з використанням фільтрів;

цементування із встановленням паке-ра у покрівлі продуктивного пласта та ін.

Застосування заходів для запобігання забрудненню продуктивного пласта обґрунтовують у разі вибору конструкції привибійної зони свердловини.

При **вторинному розкритті продуктивних пластів** зменшення забруднення забезпечується завдяки вибору виду перфорації, а також за рахунок виконання робіт із депресією або мінімальною репресією на пласт, використання спеціальних рідин без твердої фази в зоні перфорації (водні розчини солей, полімерні сольові розчини, розчини на вуглеводневій основі тощо).

Список літератури

1. Мыслюк М. А., Близнюков В. Ю., Мыслюк Н. М. Научно-методические основы проектирования рациональных конструкций скважин в условиях информационной неопределенности. – М.: ИРЦ Газпром, 1996. – 55 с.
2. Тейхроб Р., Бейлларджен Д. Как изменяется технология бурения с отрицательным дифференциальным давлением // Нефтегазовые технологии. – 2000. – №6. – С. 43–57.
3. Мыслюк М. А., Рибичич І. Й., Яремійчук Р. С. Буріння свердловин: Довідник: У 5 т. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2002. – Т. 2: Промивання свердловин. Відробка доліт. – 303 с.
4. Тагиров К. М., Нифантов В. И. Бурение скважин и вскрытие нефтегазовых пластов на депрессии. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 160 с.
5. Патент 58316 А Україна, МПК 7 E21B33/13. Спосіб первинного розкриття продуктивних пластів/Васильченко А. О., Гордійчук М. В., Саломатіна О. В. – Опубл. 15.07.03., Бюл. № 7.
6. Грей Дж. Р., Дарли Г. С. Г. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей). – М.: Недра, 1985. – 509 с.
7. Теория и практика заканчивания скважин: В 5 т./А. И. Булатов, П. П. Макаренко, В. Ф. Будников и др. – М.: ОАО «Издательство Недра», 1997. – Т. 1. – 395 с.
8. Мыслюк М. А., Рибичич І. Й., Яремійчук Р. С. Буріння свердловин: Довідник: У 5 т. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2004. – Т. 5: Ускладнення. Аварії. Екологія. – 371 с.

В. І. Гуляєв

докт. техн. наук
НТУ

В. В. Гайдайчук

докт. техн. наук
КНУБА

С. М. Худолій

канд. техн. наук

Л. В. Гловач

НТУ

УДК 539.413+622.243

Сучасні методи теоретичного моделювання станів бурильних колон у похило-скерованих свердловинах

Успішне буріння глибоких свердловин із різною просторовою орієнтацією пов'язане з необхідністю теоретичного моделювання механічних явищ, що відбуваються в конструкціях бурильного обладнання, з метою попередження критичних режимів їх функціонування. При цьому одним із найбільш важливих аспектів є теоретичне моделювання квазістатичної та динамічної поведінки бурильних колон у похило-скерованих свердловинах під час буріння та спуско-піднімальних операцій.

Геометричні схеми похило-скерованих свердловин

Сучасний стан техніки і технології дає змогу споруджувати свердловини різноманітного призначення, різних конфігурацій та орієнтування стовбура в гірничому масиві. Очевидно, що, виходячи з економічних міркувань, свердловина повинна мати якнайменшу довжину і проектуватися в одній площині. Тому вітчизняні організації, а також фірми США й Англії розробляли свердловини найпростіших профілів форм J та S [1, 2].

Для зменшення сил опору зарубіжні фахівці пропонують вибирати геометрію стовбура згідно з рівнянням ланцюгової лінії. Більш раціональною вважають пропозицію Дао і Ширін-заде [3] проводити криволінійний профіль по кривій оптимальної швидкодії за часом (брахістохрони). Розглядають також криві у формі спіралі Корню, різнограничної спіралі та клоатоїди [4].

Одним із широко відомих методів проектування більш складної геометрії криволінійних (у т. ч. тривимірних) свердловин є метод мінімальної кривизни. Аналіз його переваг та особливостей практичного застосування наведено в оглядових статтях S.J. Sawarun et al [5, 6]. Суть цього методу полягає в тому, що траєкторію криволінійної свердловини представлено у вигляді ряду гладенько спряжених кругових арок і відрізків прямих ліній. Точки їх спряження та площини орієнтації

Представлены результаты обзора научно-технической литературы, посвященной прогнозированию поведения бурильных колонн в наклонно-направленных скважинах в процессе бурения и спуско-подъемных работ. Выделены наиболее актуальные задачи по определению критических состояний бурильных колонн и разработке мероприятий по их устранению.

Review results of scientific – technical literature, dedicated to the predicting of drilling string behaviour in directional well during drilling and trip operations are presented. The most urgent tasks as for drilling string critical states determination and the work out of activities on their prevention are pointed out.

задають відповідно до умови досягнення поставленої геологічної мети. На основі цього методу створено математичне забезпечення, яке використовують для проектування траєкторії свердловини. M.C. Sheppard et al [7, 8] пропонують сполучати прямолінійні ділянки ланцюговими лініями.

Спроби покращити геометричні характеристики проектованих профілів пов'язані із заміною дуг кола степеневими параболою (М.П. Гулізаде [9]). Однак і в цьому випадку сполучення суміжних ділянок здійснюють із розривом кривизни.

Зауважимо, що, окрім алгоритмічного недоліку, пов'язаного з тим, що поставлені задачі спряження не мають єдиного розв'язку, практичне застосування вказаних методів може призвести до негативних наслідків. Справа в тому, що в точках спряжень арок і відрізків прямих у траєкторіях свердловин виникають розриви кривизни, а тому у цих точках розривними стають і згинальні моменти в бурильних колонах (БК). А це можливо лише за наявності двох реакцій контактної взаємодії колони та свердловини у вигляді пари сил із моментом, рівним величині розриву згинального моменту. Такі реакції сприяють суттєвому збільшенню сил тертя і можуть бути причиною прихоплення колони або обвалення стінки свердловини. У зв'язку з цим доцільно проектувати траєкторії свердловин, уникаючи кривих, що мають точки розриву їх кривизни.

Математичні моделі криволінійних бурильних колон

Моделі абсолютно гнучких вагомих ниток. Особливості проблеми теоретичного моделювання механічної поведінки

криволінійних бурильних колон полягають у тому, що під час дослідження необхідно обчислювати як внутрішні повздовжні та поперечні сили і моменти, так і зовнішні сили контактної та фрикційної взаємодії колони зі стінкою свердловини. Для визначення внутрішніх сил, як правило, ставлять прямі задачі механіки деформованих тіл, тоді як зовнішні сили обчислюють шляхом постановки обернених задач. У випадку, що розглядається, ці задачі повинні ставитися спільно для теорії гнучких криволінійних стержнів. До цього часу питання для криволінійних стержнів не формулювали, і, очевидно, вперше вони були поставлені авторами даного огляду [10–13]. Тому, аналізуючи механіку криволінійних бурильних колон, дослідники обмежувалися досить спрощеними моделями, де БК являє собою вагому абсолютно гнучку нитку, для якої сили контактної взаємодії зі стінкою криволінійної свердловини обчислювали або виходячи із заданих умов натягу нитки [4, 14, 15], або (для похилих свердловин) шляхом проектування сил гравітації на нормаль до осьової лінії колони [14]. Після цього визначали дотичну до осьової лінії колони силу кулонівського тертя, яку приймали рівною добутку коефіцієнта тертя та сили нормального тиску. Зрозуміло, що навіть для абсолютно гнучкої нитки обидва ці підходи не можна вважати суворими, оскільки для криволінійної нитки сили нормальної взаємодії потрібно обчислювати, виходячи з розв'язків загальних рівнянь теорії гнучких ниток, а колону моделювати пружним стержнем.

Однак саме на основі теорії гнучких ниток розроблено спеціальні комп'ютерні



продукти для проектування криволінійних свердловин. Із їх допомогою обчислюють сили фрикційного опору, що діють на колони під час спуско-піднімальних робіт, та крутні моменти у процесі буріння. Bernt S. Aadny et al [14] на основі моделі вагової нитки обчислювали сили опору для БК із осьовою лінією, складеною з дуг кіл, ланцюгових ліній та відрізків прямих. Завдяки простоті моделі ними отримано аналітичні розв'язки, використані потім для розробки математичного забезпечення. Показано, що оскільки через обмеження сили тертя основним фактором, який перешкоджає збільшенню довжини похило-скерованих свердловин, є густина матеріалу труб БК, то доцільно застосовувати алюмінієві, титанові та композитні труби. В роботі [16] Bernt S. Aadny et al застосовують розроблене ними математичне забезпечення для звільнення прихоплених бурових колон у криволінійних свердловинах. При цьому вони за допомогою спрощених моделей визначають місце прихоплення, розраховують операції підтримки БК, спроби їх повертання та пропускання промивальної рідини через зону прихоплення.

У 2006 р. аналогічне математичне забезпечення розробили S.J. Sawaryn et al. Вони рекламують його в [6, 17], пропонуючи послуги з навчання персоналу та стверджуючи, що його застосування дасть змогу суттєво скоротити штати проектувальників та обслуговуючого персоналу, а також запобігти виникненню критичних режимів роботи.

Jonggeun Choe et al [18] моделюють різні механічні ефекти у багатосторонніх свердловинах, що складаються з кругових і прямолінійних ділянок, у т.ч. свердловин, пробурених з дна моря на глибині 1 500 м. P.A. Lollback et al [19] аналізують динаміку підсмоктуючого стержня в насосно-компресорній трубі багатостовбурної свердловини.

У зв'язку з тим, що основні труднощі, які виникають під час прокладання скерованих свердловин з великим відхиленням від вертикалі, пов'язані із силами тертя, що перешкоджають спуску-підйому БК та її обертанню, особливу увагу спеціалісти приділяють визначенню коефіцієнта тертя між БК і стінкою свердловини. Він обчислюється на основі моделей гнучкої нитки, виходячи з результатів польових експериментів. Однак ці дані призводять до великого розкиду обчислень. Наприклад, M.C. Sheppard et al [7] визначав коефіцієнт тертя в уже існуючих стовбурах свердловин, що мають прямолінійні ділянки та ділянки у формі ланцюгових ліній,

і отримав показники від 0,2 до 2,4. Аналогічні експерименти проводили D. Stuart et al [20]. У цьому випадку дані становили 0,22–0,35. Якщо врахувати, що коефіцієнт тертя є величиною постійною, не залежною від умов експерименту, і що для сталі по сталі він дорівнює 0,2, а для сталі по скельній породі повинен бути меншим, можна стверджувати, що знайдені цими авторами значення є суттєво (інколи більш ніж у 10 разів) завищеними. На нашу думку, це пов'язано із застосуванням моделі нитки, що не враховує додаткового згинального опору за рахунок її жорсткості, яка суттєво впливає на рухливість колони у звивистих свердловинах.

Необхідність приймати до уваги незначні викривлення свердловини відмітив F. Akgun у [21]. Він зазначив, що викривлення зазвичай мають короткохвильову синусоїдальну форму, зумовлену конструкцією компоновки низу бурової колони (КНБК). Для їх усунення проводять розрахунок КНБК методом скінчених елементів. Зауважимо, що за незначної недосконалості свердловини не можна застосовувати модель нитки для розрахунку криволінійної бурової колони. Аналогічну скінченно-елементну програму для статички і динаміки КНБК у тривимірній криволінійній свердловині створив Birades Michel [22]. Знайдений ним на свердловинах простої форми коефіцієнт тертя дорівнював 0,2.

Метод Гальоркіна для дослідження криволінійних бурових колон у спрощеній постановці застосовують M.A. Vaz et al. Модель гнучкої вагової нитки для описання одночасного спускання та обертання БК у тривимірній криволінійній свердловині використовували J.F. Brett et al [23] й обчислювали в межах прийнятої моделі внутрішні та зовнішні сили, що діють на БК.

Модель теорії гнучких пружних криволінійних стержнів. Як зазначено вище, під час проведення криволінійної свердловини обриси її траєкторії дещо відрізняються від запланованих і під впливом різних технологічних факторів на її осьовій лінії з'являються короткохвильові геометричні дефекти синусоїдального характеру. В результаті примусового викривлення самої колони у ній виникають згинальні моменти, що значно перевищують відповідні показники в колоні запланованої геометрії. Під їх дією сили контактної та фрикційної взаємодії суттєво зростають. Розрахувати ці сили можна тільки згідно з теорією гнучких криволінійних стержнів [9], основні співвідношення якої формулюють за допомогою координати s ,

яку вимірюють довжиною осьової лінії від деякої початкової точки до поточної. Введемо для розгляду орти $\vec{n}$, $\vec{b}$, $\vec{\tau}$ рухомого триєдра та осі u , v , w , пов'язані з поперечним перерізом стержня, причому вісь w спрямована вздовж орта $\vec{\tau}$. Тоді рівняння рівноваги зовнішніх і внутрішніх сил ($\vec{f}$, $\vec{F}$) та моментів ($\vec{m}$, $\vec{M}$), прикладених до елемента стержня, мають вигляд:

$$\begin{aligned}\frac{d\vec{F}}{ds} &= -\vec{\omega}_\chi \times \vec{F} - \vec{f}, \\ \frac{d\vec{M}}{ds} &= -\vec{\omega}_\chi \times \vec{M} - \vec{\tau} \times \vec{F} - \vec{m},\end{aligned}\quad (1)$$

де $\vec{\omega}_\chi$ – вектор Дарбу, обумовлений рівністю

$$\vec{\omega}_\chi = \frac{1}{R} \vec{b} + \left(\frac{1}{T} + \frac{d\chi}{ds} \right) \vec{\tau}. \quad (2)$$

Величини R і T , що входять до даної формули, являють собою відповідно радіуси кривизни та кручення осьової лінії свердловини, χ – кут між ортом $\vec{n}$ і віссю u .

Позначимо проекції векторів $\vec{F}$ і $\vec{M}$ на осі u , v , w відповідно $F_u, F_v, F_w, M_u, M_v, M_w$. Тут перерізаючі сили F_u, F_v та осьову силу F_w визначають із умов рівноваги. Згинаючі моменти M_u, M_v та крутний момент M_w виразимо у формі закону Гюка:

$$\begin{aligned}M_u &= A(p-p_0), M_v = B(q-q_0), M_w = C(r-r_0) \\ A &= B = EI, C = G I_w,\end{aligned}\quad (3)$$

де p, q, r – функції кривизни і кручення осьової лінії свердловини; p_0, q_0, r_0 – ці ж функції (функції початкових недосконалостей) для осьової лінії БК у вихідному недеформованому стані; A, B, C – жорсткості труби під час вигинання і кручення; E, G – модулі пружності та зсуву матеріалу стержня відповідно; I – центральний осьовий момент інерції поперечного перерізу труби; I_w – полярний момент інерції.

Проекції вектора інтенсивності зовнішніх сил $\vec{f}$ на відповідні осі дорівнюють f_u, f_v, f_w . Вони складаються із сил гравітації $f_u^{gr}, f_v^{gr}, f_w^{gr}$, сил f_u^h, f_v^h нормальної взаємодії труби БК і стінок свердловини та сил тертя f_w^{tr} . Під час спуску-підйому силу тертя визначають згідно з законом Кулона $f_w^{tr} = \pm \mu \sqrt{(f_u^h)^2 + (f_v^h)^2}$, де μ – коефіцієнт тертя.

Зазвичай у теорії криволінійних стержнів вектором $\vec{m}$ зовнішніх моментів нехтують. Однак у процесі обертання БК у кожній точці контакту труби радіуса a зі стінкою свердловини виникає крутний момент сил тертя $m_w = \pm \mu a \sqrt{(f_u^h)^2 + (f_v^h)^2}$, який на великих довжинах чинить значний момент опору обертанню.

Розроблена у [10] методика обчислення сил тертя та крутних моментів тертя дає змогу з високою точністю визначати ці величини у свердловинах практично будь-якої конфігурації з урахуванням геометричних недосконалостей БК і локальних відхилень осевої лінії свердловини від заданої. Аналіз структури рівнянь (1)–(3) дав можливість зробити наступні висновки.

1. Оскільки напрямок сил тертя f_w^{TP} має різну орієнтацію під час спуску та підйому бурильної колоні, вони по-різному взаємодіють із силами ваги. Так, на ділянці збільшення глибини БК сили тертя додаються до сил ваги під час підйому БК і віднімаються під час спуску. Тому підйом бурильної колоні пов'язаний із прикладанням більшої сили на її верхньому кінці, ніж спуск.

2. Сили тертя залежать від згинальної жорсткості B труби бурильної колоні: зі збільшенням B і швидкою її зміною ці сили зростають. Такі ефекти виникають у місцях різбових з'єднань труб БК і у місцях з'єднання труб різних діаметрів.

3. Сили тертя залежать від початкового прогину q_0 бурильної колоні, і зі збільшенням q_0 вони зростають.

4. Сили тертя різко зростають у місцях швидкої зміни початкового прогину (d^2q_0/ds^2).

5. Сили тертя зростають у місцях зменшення радіуса кривизни свердловини та швидкої зміни її кривизни (у точках різкого згину і спряження ділянок різної кривизни).

6. Сили тертя збільшуються за рахунок крайових ефектів виникнення згинаючого моменту і пари перерізаючих сил на кінці бурильної колоні. Значення цих сил (і сил тертя) швидко зростають зі збільшенням згинальної жорсткості B труби БК за умови наближення її діаметра до діаметра свердловини. Якщо збільшується діаметр свердловини відносно діаметра бурильної колоні та зменшується B , то ці сили спадають.

7. Оскільки на ділянках траєкторії свердловини, що наближаються до горизонтальних, сили нормального тиску f_u^n зростають, то сили тертя f_w^{TP} на цих ділянках також збільшуються.

Необхідно підкреслити, що більш точний розрахунок внутрішніх і зовнішніх сил, що діють на криволінійну БК, дає змогу, згідно з даними експериментального вимірювання осевого переміщення та поздовжньої сили, а також кута закручування та крутного моменту, більш точно визначати місця прихоплення БК і вживати

оптимальних заходів щодо її звільнення.

Експериментальне дослідження механіки криволінійних БК

Особливості задач теоретичного моделювання механічної поведінки БК полягають у тому, що, по-перше, вони описуються складними математичними моделями та, по-друге, не завжди є повний набір вихідних даних для використання в цих моделях. Тому велику увагу приділяють питанням експериментального дослідження причин неполадок та аварій БК, яке проводять шляхом польових і стендових експериментів. В умовах польових експериментів здійснюють нагляд за процесом буріння за допомогою магнітних, гіроскопічних та інерційних інструментів. Питанням експериментального визначення положення долота і геометрії свердловини присвячено роботу С. R. Chia et al [24]. У роботі [25] J. D. Macpherson et al вивчали осеві, крутні та згинальні вібрації КНБК залежно від її конструкції, параметрів буріння і властивостей породи. Експерименти проводили за допомогою динамічних осевих і крутних датчиків деформацій, акселерометрів та одновісних магнітометрів, встановлених на БК над столом, що обертається, а також осевих акселерометрів, двох ортогональних датчиків згинальних моментів, датчика вертикальної реакції, датчика крутного моменту та двох ортогональних магнітометрів, встановлених у нижній частині КНБК. Досліджували явища відскоку долота та коливання крутіння КНБК із обгоном та запізненням від обертання. Встановлено, що ці коливання можуть мати резонансний характер і бути причиною руйнування елементів БК. M. W. Dykstra et al [26] за допомогою наземних та глибинних інструментів вивчали поперечні коливання БК. Вони стверджують, що їх основною причиною є дисбаланс мас, початкова кривина БК і свердловини та поступове зношення труб. S. L. Chen et al [27] експериментально дослідили вплив типу долота на збурення коливань крутіння та крутних коливань типу «залипання – проковзування». S. G. Lapierre et al [28] вивчали форми руху КНБК, що сприяють руйнуванню біцентричних доліт. M. A. Fernandez et al [29] описують ефект стабілізації динаміки БК двома приладами, встановленими на відстанях 9–18, 4,5–13,5 та 0–9 м. Для кожного із трьох випадків знайдено критичні значення кутових швидкостей обертання БК, що спричиняють поломки доліт.

Специфічні динамічні ефекти виникають під час спроби звільнення прихопленої

бурильної колоні. Моделювання цих ефектів сприятиме вивченню можливостей не тільки звільнення БК, а й збереження міцності колоні та вимірювальних приладів, встановлених на ній. У роботах M. S. Kalsi et al [30], Djamel Hamel et al [31], Jaw-Kuang Wang et al [32] описано результати експериментальних досліджень ударних взаємодій на БК у зоні прихоплення. Показано, що властиві цій операції явища можна описати за допомогою теорії поздовжніх хвиль деформацій у протяжному стержні.

Nanjiu Zheng et al [33] описують динаміку колон підводного буріння під час вертикального гойдання бурильного судна. Ними встановлено, що резонансні коливання БК виникають при частоті вертикального гойдання у діапазоні 0,1–0,4 Гц. За допомогою спрощеної моделі J. M. Niedzwecki et al розглядали коливання БК завдовжки 8 230 м. У роботі Robert D. Pourciau [34] описано особливості динамічної поведінки БК в умовах підводного буріння в Мексиканській затоці.

У роботах A. Baryshnikov et al [35], J. M. Finneran et al [36], G. Grindhayg et al [37], Iain Rrezmer-Cooper et al [38], A. W. Iyoho et al [39], Joseph H. Cho et al [40], Mark Proett et al [41], W. F. Prassl et al [42], S. F. Shepard et al [7, 8] наведено результати обробки даних польових спостережень стосовно впливу різних конструктивних і технологічних факторів на динамічну поведінку вертикальних БК.

Зазначимо, що публікацій результатів стендових експериментів щодо моделювання БК зовсім мало. Зокрема, у статті D. N. Dilley et al [43] описано, як на експериментальній установці досліджували вплив конструкції долота на частоту його коливань.

Теоретичне моделювання механічних явищ, що супроводжують проведення криволінійних свердловин, пов'язано зі значними труднощами, тому більшу увагу приділяють виробленню технологічних прийомів скерованого буріння за допомогою обробки даних експериментальної реєстрації характерних параметрів процесів у польових умовах [44]. У роботі [45] описано переваги технології буріння похилих та горизонтальних свердловин у Північному морі згідно зі схемою «замкнута петля» (closed loop). John Edmondson et al зазначають, що з її допомогою вдається бурити більш гладкі та дешеві свердловини у коротші терміни. J. R. McDermott et al [46] діляться досвідом прокладання двох горизонтальних свердловин завдовжки 9 375 та 10 182 м на узбережжі о. Сахалін (Росія) за технологією компанії Exxon Mobil, що ба-



зується на застосуванні алмазних полікристалічних доліт. Abbas Majdi [47] et al описують особливості технології буріння горизонтальних свердловин в Ірані та Іраку. В роботі Б. Фостера [48] наведено дані, що свідчать про переваги процесів буріння із застосуванням сітєвих графіків на прикладах горизонтальних свердловин у Північному морі, Мексиканській затоці та Південній Америці. Відмічено, що горизонтальне зміщення однієї зі свердловин становило 9 400 м.

Tommy Warren et al [49] та D. Gordon et al [50] описують технологію скерованого буріння з використанням обсадної труби як бурильної колонії. М.М. Levitan et al [51], A.S. Demarchos et al [15], M. Wagner et al [52], R.J. Cox et al [53], R. Vicente et al [54], S. Duan et al [55], D. Iwashita et al [56], R. Botelho et al [57], B. Gokcal [58] подають результати польових експериментів щодо впливу гідродинамічних умов на ефективність буріння.

Проведений огляд публікацій із проблем прогнозування механічної поведінки бурильних колон у похило-скерованих свердловинах у процесі буріння та спуско-піднімальних операцій дає можливість зробити наступні висновки.

1. Теоретичне прогнозування механічної поведінки бурильних колон у похило-скерованих свердловинах із великим відхиленням по горизонталі та обчислення сил і моментів тертя, що виникають під час буріння та спуско-піднімальних операцій, здійснюють на спрощених геометричних моделях. Як правило, вважають, що осьова лінія свердловини може бути складена з відрізків прямих, дуг кіл, ланцюгових ліній та інших найпростіших геометричних кривих. При цьому розглядають переважно плоскі геометричні схеми. Очевидно, що ці моделі мають суттєві недоліки, тому необхідно розробляти більш складні геометричні схеми з просторовою конфігурацією та складним обрисом осевої лінії.

2. У процесі вивчення балансу сил тяжіння, тертя та інерції, що діють на БК у криволінійній свердловині, застосовують розрахункові моделі теорії абсолютно гнучких ниток, які базуються на нехтуванні пружними згинальними моментами. Враховуючи, що такі моделі доречні лише на ділянках малої кривизни, а реальні свердловини завжди містять геометричні недосконалості з малим кроком, необхідно застосовувати більш точні теорії гнучких криволінійних стержнів. Як показали попередні розрахунки, включення в умови рівноваги пружних

згинальних моментів дає змогу уточнювати значення зовнішніх та внутрішніх сил у БК і більш точно прогнозувати режими її руху у свердловині.

3. Актуальною є задача моделювання дії сил тертя на БК і визначення конкретних значень коефіцієнтів тертя.

4. Залишаються не до кінця вивченими питання технічних прийомів звільнення бурильних колон від прихоплення.

Список літератури

1. Мислюк М.А., Рибич І.І., Яремійчук Р.С. Буріння свердловин: У 5-ти т. – К.: «Інтерпрес ЛТД», 2004. – Т. 3: Вертикальне та скероване буріння. – 294 с.
2. Сулакшин С.С. Направленное бурение. – М.: Недра, 1987. – 270 с.
3. Чан Суан Дао, Ширинзаде С.А. Новые профили наклонно-направленных скважин на месторождениях «Белый тигр» и «Дракон»//Азербайджанское нефтяное хозяйство. – Баку, 1999. – №1. – С. 31–42.
4. Барский И.Л. О теоретических положениях динамики и устойчивости бурильной колонны и способах их реализации на практике//Технологии ТЭК. – 2004. – Т. 15, №2. – С. 26–29.
5. Sawaryn S.J., Sanstrom B., McColpin G. The management of drilling-engineering and well-services software as safety-critical systems//SPE Drilling & Completion. – June 2006. – V. 21, №2. – P. 141–147.
6. Sawaryn, S.J., Thorogood J.L. A compendium of directional calculations based on the minimum curvature method//SPE Drilling & Completion. – March 2005. – P. 24–36.
7. Sheppard M.C., Wick C., Burgess T. Designing well paths to reduce drag and torque//SPE Drilling Engineering. – December 1987. – P. 344–350.
8. Shepard S.F., Reiley R.H., Warren T.M. Casing drilling: an emerging technology//SPE Drilling & Completion. – March 2002. – V. 17, №1. – P. 4–14.
9. Гулизаде М.П. Турбинное бурение наклонных скважин. – Баку, 1959. – С. 305.
10. Гуляев В.И., Гайдайчук В.В., Кошкин В.Л. Упругое деформирование, устойчивость и колебания гибких криволинейных стержней. – К.: Наук. думка, 1992. – 344 с.
11. Гуляев В.И., Гайдайчук В.В., Соловьев И.Л., Гловач Л.В. Математическое моделирование сил сопротивления перемещению и вращению наклонно направленных бурильных колонн//Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2006. – № 7. – С. 17–22.
12. Гуляев В.И., Гайдайчук В.В., Худолий С.Н., Гловач Л.В. Компьютерное моделирование статических состояний бурильных колонн в наклонно направленных скважинах с геометрическими несовершенствами//НефтегазоПромысловый ИНЖИНИРИНГ. – 2006. – № 4. – С. 26–29.
13. Метод оцінки навантажень на піднімальний агрегат бурової установки при виконанні спуско-піднімальних операцій в похило-спрямованих свердловинах / В.М. Стасенко, В.М. Карпенко, В.І. Гуляев та ін. // Нафт. і газова пром-сть. – 2006. – № 6. – С. 6–10.
14. Bernt S. Aadny, Ketil Andersen. Design of oil wells using analytical friction models//Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2001. – V. 32. – P. 53–71.
15. Demarchos A.S., Porcu M.M., Economides M.J. Transversely multi-fractured horizontal wells: a recipe for success//SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 24–27 September 2006, San Antonio, Texas, USA. – P. 23–29.
16. Bernt S. Aadny, Kenneth Larsen, Per C. Berg. Analysis of stuck pipe in deviated boreholes//Journal of Petroleum Science and Engineering. – March 2003. – V. 37, № 3–4. – P. 195–212.
17. Schen A.E., Snell A.D., Stanes B.H. Optimization of bit drilling performance using a new small vibration logging tool//SPE/IADC Drilling Conference, 23–25 February 2005, Amsterdam, Netherlands. – P. 25–31.
18. Jonggeun Choe, Jerome J. Schubert, Hans C. Juvkam-Wold. Well-control analyses on extended-reach and multilateral trajectories//SPE Drilling & Completion. – June 2005. – P. 101–108.
19. Lollback P.A., Wang G.Y., Rahman S.S. An alternative approach to the analysis of sucker-rod dynamics in vertical and deviated wells//Journal of Petroleum Science and Engineering. – 1997. – V. 17. – P. 313–320.
20. New drilling technology reduces torque and drag by drilling a smooth and wellbore / D. Stuart, C.D. Hamer, C. Henderson et al//SPE/IADC Drilling Conference, 19–21 February 2003, Amsterdam, Netherlands. – P. 83–88.
21. Akgun F. A. finite element model for analyzing horizontal well BHA behavior// Journal of Petroleum Science and Engineering. – April 2004. – V. 42, № 2–4. – P. 121–132.
22. Birades Michel. Static and dynamic three-dimensional bottomhole assembly computer models//SPE Drilling Engineering. – June 1988. – P. 160–166.
23. Brett J.F., Beckett A.D., Holt C.A., Smith D.L. Uses and limitations of drillstring tension and torque models for monitoring hole

conditions//SPE Drilling Engineering. – September 1989. – V. 4, № 4. – P. 223–229.

24. **Chia C.R., Phillips W.J., Aklestad D.L.** A new wellbore position calculation method//SPE Drilling & Completion. – September 2003. – V. 18, № 3. – P. 209–213.

25. **Macpherson J.D., Jogi P.N., Kingman J.E.E.** Application and analysis of simultaneous near bit and surface dynamics measurements//SPE Drilling & Completion. – December 2001. – V. 16, № 4. – P. 230–238.

26. **Dykstra M.W., Chen D. C.-K., Warren T.M., Azar J.J.** Drillstring component mass imbalance: a major source of downhole vibrations//SPE Drilling & Completion. – December 1996. – V. 11, № 4. – P. 234–241.

27. **Chen S.L., Blackwood K., Lamine E.** Field investigation of the effects of stick-slip, lateral, and whirl vibrations on roller-cone bit performance//SPE Drilling & Completion. – March 2002. – V. 17, № 1. – P. 15–20.

28. **Lapierre S.G., Seiler N., D. C.-K. Chen.** Mitigating vibration in bi-center drilling programs//IADC/SPE Drilling Conference, 2–4 March 2004, Dallas, Texas. – P. 33–38.

29. **Dynamic** analysis of stabilized drilling strings performance in low-dip wells//M.A. Fernandez, G. Inciarte, R. Ramones et al//SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, 27–30 April 2003, Port-of-Spain, Trinidad and Tobago. – P. 24–30.

30. **Kalsi M.S., Wang J.K., Chandra U.** Transient dynamic analysis of the drillstring under jarring operations by the FEM//SPE Drilling Engineering. – March 1987. – V. 2, № 1. – P. 47–55.

31. **Djamel Hamel, Richard Robinson, R.W.P. Stonor.** Assessment of analysis of instrumented drilling jackup conductor//SPE Drilling & Completion. – December 1996. – V. 11, № 4. – P. 249–254.

32. **Jaw-Kuang Wang, Manmohan S. Kalsi, Rene A. Chapelle, Thomas R. Beasley.** A practical approach to jarring analysis//SPE Drilling Engineering. – March 1990. – P. 86–92.

33. **Nanjiu Zheng, Jeffry M. Baker, S. DeWayne Everage.** Further considerations of heave-induced dynamic loading on deepwater landing strings//IADC/SPE Drilling Conference, 23–25 February, 2005, Amsterdam, Netherlands. – P. 75–81.

34. **Robert D. Pourciau, Jill H. Fisk, Frank J. Descant, R. Bart Waltman.** Completion and well-performance results, genesis field, deepwater Gulf of Mexico//SPE Drilling & Completion. – June 2005. – V. 20, № 2. – P. 147–155.

35. **Baryshnikov A., Calderoni A., Ligrone A., Ferrara P.** A new approach to the analysis of

drillstring fatigue behaviour//SPE Drilling & Completion. – June 1997. – V. 12, № 2. – P. 77–84.

36. **Formation** tester while drilling experience in Caspian development projects//J.M. Finneran, C. Green, H. Roed et al//SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 9–12 October 2005, Dallas, Texas. – P. 17–24.

37. **Grindhaug G., Baker Hughes Norway, Elsborg C.** Planning and detailed BHA vibration modelling lead to performance step change drilling deviated 24-in. hole section, offshore Norway//IADC/SPE Drilling Conference, 21–23 February, 2006, Miami, Florida, USA. – P. 112–117.

38. **The use** of resistivity-at-the-bit images and annular pressure while drilling in preventing drilling problems//Iain Rezmer-Cooper, Tom Bratton, Schlumberger, et al//SPE Drilling & Completion. – March 2001. – V. 16, № 1. – P. 35–42.

39. **Iyoho A.W., Meize R.A., Millheim K.K., Crumrine M.J.** Lessons from integrated analysis of GOM drilling performance//SPE Drilling & Completion. – March 2005. – P. 6–16.

40. **Joseph H. Cho, Subhash N. Shan, Yeon-Tae Jeong.** Development of statistical engineering process for analyzing coiled tubing experimental data//SPE/IcoTA Coiled Tubing Conference and Exhibition, 23–24 March 2004, Houston, Texas. – P. 35–41.

41. **Mark Proett, Jim Fogal, David Welshans, Charlie Gray.** Formation pressure testing in the dynamic drilling environment//SPE/IADC Drilling Conference, 2–4 March 2004, Dallas, Texas. – P. 109–114.

42. **Prassl W.F., Peden J.M., Wong K.W.** A process-knowledge management approach for assessment and mitigation of drilling risks//Journal of Petroleum Science and Engineering. – December 2005. – V. 49, № 3–4. – P. 142–161.

43. **Dilley D.N., Bayly P.V., Schaut A.J.** Effects of the chisel edge on the chatter frequency in drilling//Journal of Sound and Vibration. – 2005. – V. 281. – P. 423–438.

44. **Васильевский В.Н., Петров А.И.** Техника и технология определения параметров скважин и пластов. – М.: Недра, 1989. – 271 с.

45. **John Edmondson, Chris Abbott, Clive Dalton, John Johnstone.** The application of rotary closed-loop drilling technology to meet the challenges of complex wellbore trajectories in the Janice field//SPE Drilling & Completion. – September 2002. – V. 17, № 3. – P. 151–158.

46. **Extended** reach drilling (ERD) technology enables economical development of remote offshore field in Russia//J.R. McDermott, R.A. Viktorin, J.H. Schamp et al//SPE/IADC Drilling Conference, 23–25 February 2005, Amsterdam, Netherlands. – P. 183–188.

47. **Abbas Majdi, Mansour Mostafa-zadeh, Vali Ahmad Sajjadian.** Direction and prediction of well priority drilling for horizontal oil and gas wells (a case study)//Journal of Petroleum Science and Engineering. – October 2005. – V. 49, № 1–2. – P. 63–78.

48. **Фостер Б.** «Сетевые графики», улучшающие показатели бурения скважин с горизонтальным смещением забоя//Нефтегазовые технологии. – 2005. – № 3. – С. 9–24.

49. **Tommy Warren, Bruce Houtchens, Garret Madell.** Directional drilling with casing//SPE Drilling & Completion. – March 2005. – P. 17–23.

50. **Gordon D., Billa R., Weissman M., Hou F.** Underbalanced drilling with casing evolution in the south Texas Vicksburg//SPE Drilling & Completion. – June 2005. – P. 86–93.

51. **Levitan M.M., Clay P.L., Gilchrist J.M.** Do your horizontal wells deliver their expected rates//SPE Drilling & Completion. – March 2004. – V. 19, № 1. – P. 40–45.

52. **Horizontal** drilling and openhole gravel packing with oil-based fluids – an industry milestone//M. Wagner, T. Webb, M. Maharaj et al//SPE Drilling & Completion. – March 2006. – V. 21, № 1. – P. 32–43.

53. **Cox R.J., Lupick G.S.** Horizontal underbalanced drilling of gas wells with coiled tubing//SPE Drilling & Completion. – March 1999. – P. 3–10.

54. **Vicente R., Ertekin T.** Modeling of coupled reservoir and multifractured horizontal well flow dynamics//SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 24–27 September 2006, San Antonio, Texas, USA. – P. 33–39.

55. **Duan S., Wojtanowicz A.K.** Theoretical analysis of bottom water invasion at oil wells due to transverse dispersion//SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 24–27 September 2006, San Antonio, Texas, USA. – P. 79–84.

56. **Iwashita D., Morita N., Tominaga M.** Shear-type borehole wall shifts induced during lost circulations//SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 24–27 September 2006, San Antonio, Texas, USA. – P. 13–19.

57. **Drilling** optimization at the Aloctono Block in Venezuela with the utilization of latest technologies in impregnated bits and turbines//R. Botelho, J. Barreto, S. Bello et al//SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 24–27 September 2006, San Antonio, Texas, USA. – P. 57–62.

58. **Gokcal B., Wang Q., Zhang H.-Q., Sarica C.** Effects of high oil viscosity on oil/gas flow behavior in horizontal pipes//SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 24–27 September 2006, San Antonio, Texas, USA. – P. 117–122.

ПЕРЕЛІК СТАТЕЙ, опублікованих у 2008 р.

НАК «Нафтогаз України» – 10 років № 2

НА ПІДПРИЄМСТВАХ ГАЛУЗІ

АНДРІЙШИН М. П. До 60-річчя УМГ «Київтрансгаз» № 4

ОСТАПЕНКО А. Рекордний обсяг транзиту газу через Україну № 3

ДО 150-РІЧЧЯ ВИКОРИСТАННЯ ГАЗУ В УКРАЇНІ

ОСІНЧУК З. П. Основні віхи розвитку газової промисловості України № 1

САВКІВ Б. П. До витоків газової промисловості Донеччини № 3

ЕКОНОМІКА

БІЛІЧЕНКО О. А. Сучасний стан та проблеми оптимізації структури джерел фінансування виробничо-господарської діяльності ДК «Укргазвидобування» № 6

КУПЧАК В. Р., БОНДАР Г. Ф., БОНДАРЕНКО В. С. Ефективність впровадження організаційно-технічних заходів щодо зменшення втрат природного газу у ВАТ «Івано-Франківськгаз» № 5

СТУКАЛЕНКО І. О. Інтеграційні тенденції розвитку європейських ринків природного газу № 3

ГЕОЛОГІЯ НАФТИ І ГАЗУ

ГРИШАНЕНКО В. П., ГУНДА М. В., ДІВОНЧУК Р. І., СМІХ П. М. Побудова детальних геолого-технологічних моделей покладів вуглеводнів за допомогою просторової кореляції розрізів № 3

ЗАГОРОДНОВ А. В. Один із способів оцінки запасів вуглеводнів об'ємним методом у багатопластових покладах, пов'язаних із літологічно не витриманими газоводонасиченими колекторами № 6

ЄГЕР Д. О., ПОПАДЮК І. В., СТОВБА С. М., РАТУШНИЙ В. С., ХРЯЩЕВСЬКА О. І., МАКЕЄВ В. Г., ГОРБУНОВ В. І.,

ГУБИЧ І. Б. Ефективність застосування нової методики комплексного аналізу геолого-геофізичних даних для прогнозування нафтогазоносності (на прикладі структури Субботіна в Чорному морі) № 2

КАРПЕНКО О. М. Нові інтерпретаційні технології виявлення тонкошаруватих газонасичених пластів у розрізах свердловин № 1

КРУПСЬКИЙ Б. Л. Перспективи розробки та освоєння нових родовищ вуглеводнів № 4

КУРОВЕЦЬ С. С. Дослідження особливостей нафтонасичення олігоценівих порід-колекторів Микуличинського нафтового родовища Передкарпатського прогину № 1

ЛАЗАРУК Я. Г. Геодинамічні умови формування літологічно екранованих пасток нафти і газу Дніпровсько-Донецької западини № 2

МАЄВСЬКИЙ Б. Й., ЗДЕРКА Т. В., ШТУРМАК І. Т., ЛЯХУ М. В. Особливості ємнісно-фільтраційних властивостей олігоценівих порід-колекторів Передкарпатського прогину та їх вплив на характер нафтонасиченості і розподіл запасів вуглеводнів № 2

МАЄВСЬКИЙ Б. Й., ШТУРМАК І. Т., ЗДЕРКА Т. В., ГОРВАНКО Г. Д., ХАРЧЕНКО М. В., ДОВЖОК Т. Є., МАСЛЮК О. О. Стан і перспективи нафтогазоносності Північного борту Дніпровсько-Донецької западини № 1

ОСІНЧУК З. П. Гігантські родовища світу № 5

ПАВЛЮХ О. Й. Геологічні умови формування газових покладів родовищ Дашавської групи № 4

ПОЛЯКОВСЬКИЙ В. О. Експериментальне дослідження хвильових полів під час підривання вибухових пристроїв різної конструкції на осі моделі свердловини № 4

ТРУШКЕВИЧ Р. Т. Геологічна будова автохтонних до третинних відкладів Карпат у зв'язку з оцінкою перспектив їх нафтогазоносності № 5

ЧОРНИЙ О. М. Розкриття й закріплення привибійної зони газонасичених пластів у свердловинах родовищ і газосховищ Передкарпаття № 3

БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН

АНДРУСЯК А. М. Органоколоїдні реагенти. Характеристики і технології їх одержання для застосування в бурінні свердловин № 6

АНДРУСЯК А. М., ТЕРШАК Б. А., МРОЗЕК Є. Р. Системи подвійноінгібованих промивальних рідин № 5

БАКІРОВ ШАЙК. Визначення сил тертя промивальної рідини об внутрішню та зовнішню поверхні колони труб під час буріння бічного стовбура № 2

ВАСИЛЬЧЕНКО А. О., КУСТУРОВА О. В., МИСЛЮК М. А. До вибору системи бурового розчину № 6

ВАСИЛЬЧЕНКО А. О., МИСЛЮК М. А. Завершення нафтогазових свердловин в Україні: сучасний стан і можливі напрями розвитку технології № 5

ВОЄВІДКО І. В. Методика коригування параметрів викривлення траєкторії стовбура похило-скерованої свердловини № 4

ВОЄВІДКО І. В., КАЛІЧАК О. В. Вибір форми і реалізація завершальної ділянки профілю похило-скерованої свердловини № 6

ГУЛЯЄВ В. І., ГАЙДАЙЧУК В. В., ГОРБУНОВИЧ І. В. Сучасні методи теоретичного моделювання механічних станів бурильних колон у вертикальних свердловинах № 4

ЗІНЬКОВ Р. В., ГУРСЬКИЙ С. А., ЗАБІЛЬСЬКА О. Є., МАГУН М. Я. <i>Досвід використання полімер-гуматного реагенту полігум К-1</i>	№ 2
ЗІНЬКОВ Р. В., ГУРСЬКИЙ С. А., ЗАБІЛЬСЬКА О. Є., МАГУН М. Я. <i>Щодо природи стабілізуючої дії гуматних реагентів</i>	№ 5
ЗІНЬКОВ Р. В., МАГУН М. Я. Особливості підвищення інгібуючих властивостей промивальних рідин під час розбурювання нестійких гірських порід нижньоміоценових відкладів на родовищах Карпатського нафтогазоносного регіону	№ 3
КУНЦЯК Я. В., БУЛАТОВ К. В., НОВІКОВ В. Д., КУНЦЯК Р. Я., БІЛЕКА О. А., КРУЛЬ Д. М. <i>Удосконалення технології буріння похило-скерованих і горизонтальних свердловин для експлуатації водоплаваючих нафтових покладів Леляківського родовища</i>	№ 3
КУНЦЯК Я. В., МАРТИНЮК Д. М., БОЙКО Р. Б., КАПУЩАК Т. М. <i>Особливості відбору керн у нафтогазових свердловинах малого діаметра</i>	№ 6
ЛИТВИНЕЦЬ А. Б., ВЕРКАЛЕЦЬ І. М., ІЛИК Є. В., НОСКО С. О. <i>Порівняльна оцінка змащувальних добавок вітчизняного та імпортного виробництва</i>	№ 1
ЛУБАН Ю. В., КУНЦЯК Я. В., ЛУБАН С. В., БІЛЕКА О. А., КРУЛЬ Д. М., КУЛИК Я. І. «БІОКАР» – безглиниста промивальна рідина для буріння похило-скерованих і горизонтальних свердловин та розкриття продуктивних горизонтів	№ 4
МАГУН М. Я., ГУРСЬКИЙ С. А., ЗАБІЛЬСЬКА О. Є., ЗІНЬКОВ Р. В. <i>Досвід використання гуматно-калієвого реагенту лігноксин для забезпечення стійкості стовбура свердловин</i>	№ 1
МАЛЯРЧУК Б. М., КРЯЧОК Н. П., БУЗІНОВА О. В. Оптимізація спектра власних частот коливань бурильної колони	№ 4
МИСЛЮК М. А., ВАСИЛЮК Ю. М. Динамічні режими шарошкових доліт: вплив опорно-центруючих елементів на характеристики поздовжніх коливань	№ 4
МИСЛЮК М. А., ЄГЕР Д. О., ЗАРУБІН Ю. О., МИСЛЮК В. М. Критерії оцінювання якості свердловин	№ 1
МИСЛЮК М. А., ЄГЕР Д. О., ЗАРУБІН Ю. О., МИСЛЮК В. М. <i>Система оцінювання якості спорудження нафтових і газових свердловин</i>	№ 3
ОГОРОДНІКОВ П. І., СВІТЛИЦЬКИЙ В. М. <i>Теоретичні основи регулювання режиму роботи турбобура під час буріння свердловин</i>	№ 4
ОГОРОДНІКОВ П. І., СВІТЛИЦЬКИЙ В. М., ХУДОЛЕЙ В. Ю. <i>Дослідження гідравлічного каналу бурильної колони в разі турбінного способу буріння</i>	№ 3
ОГОРОДНІКОВ П. І., ХУДОЛЕЙ В. Ю., БУЗІНОВА О. В. Динаміка машинного агрегата бурильної колони під час застосування гвинтових вибійних двигунів	№ 2
ПОПОВИЧ Ю. М., СУК Ю. Г., ПЛИТУС М. М. Буферна рідина з підвищеною відмиваючою здатністю	№ 4
ПРОКОПІВ В. Й., ТИВОНЧУК С. П., ПРИДАЧИНА О. М., КОВАЛЮК Н. В. <i>Досвід проектування та застосування горизонтального розкриття покладів вуглеводнів</i>	№ 6
СТАВИЧНИЙ Є. М., МАГУН М. Я., ЗІНЬКОВ Р. В. Досвід спорудження свердловин на Волошківській площі в умовах проявлення текучості калієво-магнієвих солей	№ 4
СТАСЕНКО В. М., КАРПЕНКО В. М., БУНЯК Б. Т., ТИМАХ В. Г. Методи оцінювання ефективності використання породоруйнівного інструменту для спорудження свердловин на нафту і газ	№ 1
СТАСЕНКО В. М., КАРПЕНКО В. М., КОЗАЧЕНКО М. І. Техніка і технологія оцінювання та прогнозування геобаричного та напружено-деформованого стану гірського масиву під час буріння глибоких нафтових і газових свердловин	№ 3
СТАСЕНКО В. М., КАРПЕНКО В. М., КОЗАЧЕНКО М. І. Проблеми оцінювання та прогнозування геобаричного та напружено-деформованого стану гірського масиву під час буріння глибоких нафтових і газових свердловин	№ 2
ФЕМ'ЯК Я. М., ЯРЕМІЙЧУК Р. С., ВОЗНИЙ В. Р., ЯКИМЕЧКО Я. Я., ФЕДОРІВ В. В. <i>Покращення процесу руйнування гірських порід за рахунок використання пульсуючих потоків</i>	№ 3
ЯРЕМІЙЧУК Р. С., ВОЗНИЙ В. Р., ФЕМ'ЯК Я. М., ЯКИМЕЧКО Я. Я. <i>Методика і аналіз експериментальних досліджень роботи вихрового гідродинамічного пульсатора</i>	№ 1
ВИДОБУВАННЯ НАФТИ І ГАЗУ	
АКУЛЬШИН О. О., РОЙ М. М. Використання розрахункових і графоаналітичних методів під час дослідження газоконденсатних свердловин	№ 4
АКУЛЬШИН О. О., ШТАЙДЕН Б. Б., НЕМИРОВСЬКА Л. В. Технологія гідроімпульсно-реагентного впливу для стимуляції роботи свердловин	№ 3
БОЙКО В. С., БОЙКО Р. В. Шляхи ефективного впровадження горизонтальних свердловин у газо- і нафтовидобувній галузі	№ 6
ГРИШАНЕНКО В. П., ГУНДА М. В., ДІВОНЧУК Р. І., СМІХ П. М., СИНЮК Б. Б., КУЛЬ А. Й. <i>Впровадження сучасних технологічних рішень щодо вдосконалення систем розробки нафтових покладів із виснаженими та важковидобувними запасами</i>	№ 1
ДМИТРЕНКО В. І. Технологічні основи підготовки розчину бішофіту до застосування в процесах видобування та підготовки газу до транспортування	№ 2
ДМИТРЕНКО В. І., ЗЕЗЕКАЛО І. Г., ІВАНКІВ О. О. <i>Перспективи створення нових інгібіторів гідратоутворення на основі бішофіту</i>	№ 3
ДЯЧУК В. В., РИМЧУК Д. В., КОЦАБА В. І., РОЗЕНФЕЛЬД І. М. <i>Технічні засоби та технологічні прийоми для виконання робіт із заміни колонних головок</i>	№ 6

ЛІСКЕВИЧ Є. І., РУДИЙ М. І., МИХАЙЛЮК В. Д. Адсорбція поверхнево-активних речовин як чинник ефективності їх застосування в процесах нафтовидобутку	№ 1
МАЄВСЬКИЙ Б. Й., ЗДЕРКА Т. В., КУРОВЕЦЬ С. С. Вплив мікротріщинуватості на особливості нафтовилучення із олігоценових порід-колекторів південно-східної частини Передкарпатського прогину	№ 6
МАЛЯР А. В. Математичне моделювання роботи верстата-гойдалки штангової нафтовидобувної установки	№ 3
НАГОРНИЙ В. П., ДЕНИСЮК І. І., РУДЮК Я. О. Дослідження розповсюдження хвиль тиску у в'язкопружних системах	№ 2
НАГОРНИЙ В. П., ДЕНИСЮК І. І., РУДЮК Я. О. Теоретичні дослідження впливу поперечних хвиль на ефективність імпульсної обробки масиву у привибійній зоні продуктивного пласта	№ 5
НАУМЕНКО І. Я., КИЗИМА В. І., БЕРШАДСЬКА В. В. Потенційна точність вимірювання рівня рідини в свердловинах акустичним методом із використанням з'єднувальних муфт	№ 4
НЕТИПА В. І., ЛИТВИН Б. Л. Руйнування стійкої нафтової емульсії Охтирської групи родовищ із підвищеним вмістом механічних домішок маслорозчинним деемульгатором	№ 4
РУДИЙ М. І. Загущені кислоти. Порівняльна характеристика загусників кислотного розчину	№ 2
РУДИЙ М. І. Селективні методи впливу на нафтовий поклад із використанням АСМГ	№ 6
РУДИЙ М. І., БОЛОХОВСЬКА В. А. Загущені кислоти. Загусники на основі біополімерів	№ 3
СВІТЛИЦЬКИЙ В. М., ДЕМЕНТІЙ С. В., АХМЕТОВА В. М. Застосування твердих брикетованих поверхнево-активних речовин у боротьбі з обводненням газових і газоконденсатних свердловин	№ 4
СМІХ П. М., ЗАРУБІН Ю. О., ГУНДА М. В. Моделювання та прогнозування фазових переходів у неорганічних системах у стовбурах газових свердловин	№ 2

ТРАНСПОРТУВАННЯ ТА ЗБЕРІГАННЯ НАФТИ І ГАЗУ

АНДРІЙШИН М. П., СКРІПКА О. А., ГОРБІЙЧУК М. І. Аналіз стану вимірювання вмісту вологи в природному газі на об'єктах ДК «Укртрансгаз»	№ 5
БІЛИК С. Ф., РОЗГОНЮК В. В. Оцінка впливу деградації механічних властивостей трубної сталі на величину робочого тиску в газопроводі	№ 2
ВЕНГЕРЦЕВ Ю. О., ЗДАНОВСЬКИЙ В. Г. Особливості процесу корозії резервуарів для зберігання нафти і нафтопродуктів	№ 6
ГІМЕР П. Р., ГІМЕР Р. Р., ГІМЕР Р. Ф., ДЕРКАЧ М. П. Проблема застосування альтернативного буферного газу в підземних сховищах природного газу України	№ 1
ГОРАЛЬ Л. Т., СТЕП'ЮК М. Д., ПОРАДА Я. Р. Ремонт, модернізація та реконструкція компресорних станцій як запорука стабільної роботи ГТС України	№ 4
ГОРБІЙЧУК М. І., КОГУТЯК М. І., ЗАЯЧУК Я. І. Індуктивний метод побудови математичних моделей газоперекачувальних агрегатів	№ 5
ГРУДЗ В. Я., ГРУДЗ Я. В., ДАЦЮК А. В. Статистична оцінка енерговитрат на транспортування газу магістральними газопроводами	№ 1
КАРПАШ О. М., ЯВОРСЬКИЙ А. В., ТАЦАКОВИЧ Н. Л. Аналіз характеру та причин відмов запірної арматури на газовому транспорті. Частина 1	№ 2
МАНДРА А. А., САВУЛА С. Ф., БАНАХЕВИЧ Ю. В., ЛЮТАК І. З. Експериментальний модальний аналіз повітряних переходів магістральних газопроводів	№ 5
МЕЛЬНИЧЕНКО Ю. Г. Нестационарні процеси під час часткового перекриття ділянки складного газопроводу	№ 4
ОВЕЦЬКИЙ С. О., ЯКИМЕЧКО Я. Я., ЗАГОРОДНІЙ О. А., ПЕТРЕНКО В. З. Будівництво підруслівих переходів магістральних нафтогазопроводів методом горизонтально-направленого буріння	№ 6
ПАРАФІЙНИК В. П., СМІРНОВ А. В. Компресорне обладнання виробництва ВАТ «Сумське НВО ім. М. В. Фрунзе» для газової і нафтової промисловості	№ 4
ПОБЕРЕЖНИЙ Л. Я. Корозійна деградація магістральних трубопроводів	№ 2
ПОБЕРЕЖНИЙ Л. Я. Особливості корозії нафтопроводів у засолених ґрунтах	№ 3
ПРИЩЕПО О. О., КАРПАШ М. О., РИБЦЬКИЙ І. В. Аналіз характеру та причин відмов запірної арматури на газовому транспорті. Частина 2	№ 3
СОЛЯНИК Т. В. Критерії вибору виду енергоприводу газоперекачувальних агрегатів на компресорних станціях	№ 5
ФИК І. М., ФИК М. І. До питання вибору базових стратегій технічного переозброєння газотранспортних підприємств із енергетичної точки зору	№ 6
ШЛАПАК Л. С., КАДАЙ С. І., БЕККЕР М. В., ЛОХМАН І. В., ДРОГОМИРЕЦЬКИЙ М. М. Експериментальні дослідження міцності системи «трубопровід – композитний бандаж»	№ 5

АВТОМАТИЗАЦІЯ ТА ІНФОРМАЦІЙНІ ТЕХНОЛОГІЇ

ГАВРИЛЮК Р. Б. Застосування високоефективного регульованого асинхронного двигуна для приводу верстата-гойдалки	№ 2
КАРПАШ М. О., ТАЦАКОВИЧ Н. Л., КАРПАШ О. М., МИНДЮК В. Д. Інформаційне забезпечення у сфері контролю фізико-механічних характеристик матеріалу металокопункцій	№ 3
КОСТИШИН В. С., СОРОХТЕЙ І. І. Дискретно-неперервне керування усталеними режимами роботи електроприводних нафтоперекачувальних станцій	№ 4
ЛІСОВЕЦЬ В. П., МАЗНИЦЬКИЙ А. С., МУРАВСЬКИЙ С. В., СТЕПАНОВ М. М. Особливості створення структурно-цифрових моделей рельєфу та можливості їх застосування на нафтогазопровідному транспорті	№ 1

НІЩЕТА В. В. Класифікація систем автоматизованого керування ГПА	№ 6
НІЩЕТА В. В., ОВЧИННИКОВ В. П., МАМОНОВ О. І., ТАРГОНСЬКИЙ В. О. Застосування мікропроцесорної техніки для ідентифікації явищ, пов'язаних із помпажем	№ 2
НІЩЕТА В. В., ОВЧИННИКОВ В. П., ТАРГОНСЬКИЙ В. О., НАЛІСНИЙ М. Б., МАМОНОВ О. І. Вплив параметрів системи «вхідна мережа – нагнітач» на протипомпажне керування нагнітачем	№ 1
НІЩЕТА В. В., СИДОРОВ В. А., ОВЧИННИКОВ В. П. Аналіз способів подання результатів вимірювань вібрації	№ 5
ЯКИМЕЧКО Р. Я., ІЛЬНИЦЬКИЙ Ю. В. Інформаційна система як інструмент забезпечення надійної експлуатації магістральних газопроводів	№ 2

ПЕРЕРОБКА НАФТИ І ГАЗУ

ВЕНГЕРЦЕВ Ю. О., ЗДАНОВСЬКИЙ В. Г. Вплив корозійних процесів на експлуатаційну надійність резервуарів	№ 3
ГОЛІК М. А., ПРОЦИШИН В. Т., КРАВЕЦЬ С. В. Дослідження захисних властивостей оливи з інгібітором корозії МІК-8	№ 2
КОЧІРКО Б. Ф., КЛОЧКО В. В., КОБЗИСТА О. П. Перспективи використання рослинних відходів під час виробництва біодизельного палива	№ 2
ЛАХНО Д. О. Ефективність використання легких фракцій вуглеводнів	№ 3

ВИКОРИСТАННЯ ГАЗУ

КАРПАШ О. М., ДАРВАЙ І. Я., КАРПАШ М. О. Нові інформативні параметри для визначення теплоти згоряння природного газу	№ 4
КУЗЬ М. В., ГАЙДУК М. В. Методичні аспекти зменшення втрат природного газу під час проектування внутрішньобудинкових газових мереж	№ 5

ОХОРОНА ПРАЦІ ТА ДОВКІЛЛЯ

ЗАХМАТОВ В. Д., ЩЕРБАК М. В., КОВАЛЬОВ С. О., ГАЙДЕЙ В. В. Нові технології локалізації розливів нафти на морі	№ 6
НАСЛІДНІКОВА М. А., ТИМКІВ Д. Ф., ОНАЦКО Р. Г. Розробка математичної моделі прогнозування величин викидів забруднюючих речовин на підприємствах нафтопереробної галузі	№ 5
ПАЛЬЧИК В. С., ГОРОБИНСЬКИЙ С. В., КОТОК В. Б., КОСТАНЯН В. Р. Створення та вдосконалення системи керування промисловою безпекою об'єктів нафтогазового комплексу	№ 6
ПЛІШКА М. Г. Навчання з промислової безпеки – фактор підвищення ефективності виробництва та зниження травматизму	№ 4
ПУКІШ А. В., СЕМЧУК Я. М. Дослідження нових коагулянтів для очищення бурових стічних вод	№ 1
ТЕРЕНТЬЄВ О. М., МОЖАРОВСЬКА О. А., ОМЕЛЬЧУК А. П. Стенд для вибору режимів магнітно-ультразвукового адсорбційного очищення водних середовищ	№ 3
ТИМКІВ Д. Ф., ЮРЧИШИН В. М., ОНАЦКО Р. Г., БЕЛЕЙ М. М. Аналіз причин порушення екологічної безпеки під час роботи компресорних станцій	№ 1
ШИЯН В. Д. Посилення відповідальності за розкрадання вуглеводнів із магістральних трубопроводів та їх профілактика	№ 4
ШИЯН В. Д. Правова відповідальність за розкрадання вуглеводнів із магістральних трубопроводів та їх профілактика	№ 5

ПІДГОТОВКА КАДРІВ

ДЗЬОБА О. Г. Удосконалення системи неперервної фахової освіти кадрів нафтогазової галузі	№ 1
ДЗЬОБА О. Г., КАРПАШ О. М., КОСТИШИН В. С. Енергоменеджмент та енергоефективність як складові підготовки кадрів у сучасних умовах	№ 5

КОНСУЛЬТАЦІЙНИЙ ПУНКТ НГП З ПИТАНЬ УКРАЇНСЬКОЇ ФАХОВОЇ МОВИ

ГІНЗБУРГ М. Д., СТАСЕНКО В. М., КОВАЛЕНКО С. Є. Про визначення поняття «агент» у науково-технічній, зокрема нафтогазовій, термінології та правильне вживання деяких фізико-хімічних термінів	№ 1
---	-----

НА ЗДОБУТТЯ ДЕРЖАВНОЇ ПРЕМІЇ УКРАЇНИ В ГАЛУЗІ НАУКИ І ТЕХНІКИ

ГРУДЗ В. Я., ДАНИЛЮК М. О., ІВАСІВ В. М., КОНДРАТ Р. М., КОЦКУЛИЧ Я. С., МАЄВСЬКИЙ Б. Й., СЕРЕДЮК М. Д., ФЕДОРИШИН Д. Д., СЕМЧУК Я. М. І фаховий у газонафтовій галузі, і лінгвістичний здобуток	№ 5
---	-----

ДО 50-РІЧЧЯ УкрНДПІ «МАСМА»

ІЩУК Ю. Л., ЛЮБІНІН Й. А., ПАВЛОВ О. О. Етапи розвитку галузевої науки з нафтопереробки і нафтохімії в Україні	№ 5
--	-----

ЮВІЛЕЇ

ЄГЕР Д. О. 5 років науково-дослідному інституту нафтогазової промисловості НАК «Нафтогаз України»	№ 6
САВКІВ Б. П., ОСІНЧУК З. П. 100 років Українському технічному товариству	№ 6



А. О. Васильченко
канд. техн. наук
О. А. Жуган
О. В. Кустурова
канд. техн. наук
Р. О. Шевченко
УкрНДІгаз

УДК 622.24

Третій параметр, або Новий підхід до визначення та інтерпретації водовіддачі бурового розчину

Серед технологічних параметрів, що характеризують якість бурових розчинів, показник фільтрації, або водовіддача, посідає третє місце після густини та умовної в'язкості. Якщо важливість перших двох параметрів не викликає сумнівів, то стосовно значимості водовіддачі бурових розчинів час від часу у фахових журналах з'являються статті [1, 2], у яких із певною аргументацією висловлюється думка про недоцільність вимірювання цього параметра. При цьому автори керуються логікою, що ґрунтується на відомих теоретичних положеннях:

серед гірських порід найбільш небезпечними щодо руйнування під час буріння є глини та аргіліти;

глини та аргіліти є практично фільтраційно непроникними.

Отже, показник фільтрації (водовіддача) жодним чином не пов'язаний із порушенням стійкості стінок свердловин, і тому можна застосовувати бурові розчини з нерегульованою водовіддачею.

Приблизники такої точки зору не вбачають зв'язку між величиною показника фільтрації та ступенем стійкості стінок свердловини, складених глинистими породами.

Натомість провідні фахівці [3–5] зарубіжних фірм, таких як «CSIRO Petroleum», «Shell», «Baroid» та ін., під час реалізації своєї грандіозної програми з визначення інгібуючих властивостей бурових розчинів зробили об'єктом вивчення саме фільтраційні властивості глинистих гірських порід. Кінцевою метою цих досліджень було створення такого бурового розчину, який на поверхні глинистої породи утворював би напівпроникну фільтраційну кірку (мембра-

Дан анализ физического содержания параметра водоотдачи бурового раствора с точки зрения его влияния на ингибирующие свойства буровых растворов. На основе теоретического анализа и лабораторных исследований предложен новый экспресс-метод определения водоотдачи и ингибирующих свойств без использования специальных приборов, который может найти широкое применение как в исследовательских лабораториях, так и в полевых условиях.

The analysis of physical content of fluid loss parameter from the point view of his influence on inhibitive properties of drilling fluids is given. On the basis of theoretical analysis and laboratory researches a new express-method of determination of fluid loss parameter and inhibitive properties of drilling fluids without the use of the special devices is offered. The method can find wide application both in research laboratories and in the field term.

ну) з максимальним ступенем довершеності, здатну повернути у протилежний бік довільний потік флюїду з бурового розчину у гірські породи привибійної зони свердловини.

Оскільки природні зразки аргіліту дійсно практично непроникні, то дослідники подрібнювали керновий матеріал і пресували з нього штучну гірську породу, проникну для водного середовища бурового розчину. Підґрунтям цих досліджень слугували теоретичні уявлення про фізико-хімічні процеси, що зумовлюють довільну гідратацію гірських порід, а саме: осмотичну та поверхневу гідратації [6].

Попри застарілі теоретичні уявлення і доволі хибну методику досліджень, розробники вийшли на рецептуру бурового розчину, який у принципі не здатний забезпечити перетікання флюїдів із глинистих гірських порід у буровий розчин у свердловині, проте має досить пристойні (хоча не найвищі з можливих) інгібуючі властивості та широко застосовується у різних регіонах світу.

З огляду на ситуацію, що склалася у галузі розробки та застосування інгібованих бурових розчинів, потрібно ще раз звернутися до сучасної несуперечливої фізико-хімічної теорії руйнування стінок свердловин і недорогих, але надійних методик визначення інгібуючих властивостей бурових розчинів.

Елементи фізико-хімічної теорії руйнування стінок свердловини

У 80-х роках минулого століття було сформульовано основні положення теорії ентропоосмосу як узагальнюючого фізико-хімічного процесу: замість урахування дії кількох різновидів осмосу, багатьох капілярних явищ і дифузійних процесів різного походження було запропоновано розглядати єдину причину довільного руху рідини – відмінність у її структурі [7, 8]. Суть явища ентропоосмосу полягає у тому, що рідина (розчинник) довільно рухається проти градієнта структурної організованості (СО), тобто у напрямку, де структура рідини більш упорядкована, ущільнена. Оскільки усі фізичні поля здатні відобразитися у структурі рідини, то градієнт СО у знятому, кодованому вигляді характеризує результат їх взаємодії і тим самим визначає напрямок руху молекул рідини. Безпосередньо виміряти різницю рівнів СО у рідині неможливо, натомість доволі точно можна судити про цю різницю за зміною структурно-чутливих параметрів рідини – густини, в'язкості, діелектричної проникності, стисливості тощо.

Прикладання теорії ентропоосмосу до надзвичайно складної системи «буровий розчин – гірські породи привибійної зони свердловини», в якій діють

усі фізичні поля, радикально спрощує картину, дає змогу без грубих помилок визначати напрямок перетікання флюїдів і спосіб впливу на них. Ентропоосмотична модель руйнування стінок свердловин містить такі положення [7, 8]:

вода в системі «буровий розчин – гірські породи привибійної зони свердловини» рухається в пори і тріщини гірських порід, де рівень СО завжди вищий, ніж у буровому розчині;

у привибійній зоні свердловини відбувається самоорганізація речовини та енергії внаслідок ущільнення рідини ентропоосмотичним потоком, що призводить до нагромадження напружень;

коли інтенсивність напружень у масиві гірських порід досягає граничних значень, відбувається руйнування породи в стінках свердловини.

На основі запропонованої ентропоосмотичної моделі логічними є наступні принципово можливі фізико-хімічні способи збереження стійкості стінок свердловин:

ізоляція стінки мало- або непроникним шаром (гідрофобізація, цементация, полімерне покриття тощо);

підвищення рівня СО води в буровому розчині (підвищення густини, домішування колоїдних та полімерних речовин);

зниження рівня СО води в тріщинах і порах гірських порід привибійної зони (домішування неорганічних електrolітів у буровий розчин і дифузійне проникнення іонів у тріщини та пори гірських порід).

Лабораторна перевірка обраного дослідником варіанта захисту стінок свердловини повинна охоплювати усі три зазначені вище способи впливу на ентропоосмотичні перетоки. Перед проведенням досліджень необхідно визначити, які методики тестування інгібуючих властивостей є найбільш інформативними.

Методики тестування інгібуючих властивостей і параметр водовіддачі бурового розчину

На жаль, на сьогодні не існує методики тестування інгібуючих властивостей бурового розчину, яка б інтегровано представляла прояв усіх трьох фізико-хімічних способів збереження стійкості стінок свердловин. Коротку характеристику методик тестування

Характеристика методик тестування інгібуючих властивостей бурових розчинів

Назва методу	Переваги і можливості	Недоліки й обмеження
Дослідження ступеня набухання глинистих зразків	Досліджується вплив перепаду рівнів СО води	Не оцінюється вплив компонентів, не розчинних у воді, і утворення ізолюючого шару. Довготривалий
Обкатування керованого матеріалу в автоклавах, що обертаються. Hot roll test	Досліджується як вплив перепаду рівнів СО води, так і утворення ізолюючого шару	Не оцінюється вплив компонентів, не розчинних у воді. Довготривалий
Дослідження швидкості капілярного всмоктування. Capillary suction time (CST) method	Досліджується рівень СО моделі фільтрату бурового розчину	Не оцінюється вплив компонентів, не розчинних у воді, та полімерів і утворення ізолюючого шару
Дослідження впливу на вміст колоїдної фази. Blue test	Не потребує дорогого апаратурного оформлення. Короткотривалий	Не оцінюється вплив компонентів, не розчинних у воді, і утворення ізолюючого шару
Дослідження діелектричної проникності бурового розчину	Досліджується рівень СО води у буровому розчині. Короткотривалий	Не оцінюється утворення ізолюючого шару

інгібуючих властивостей бурових розчинів наведено у таблиці.

Для точного визначення усього комплексу інгібуючих властивостей бурових розчинів недостатньо застосовувати один із зазначених методів. Тому, наприклад, галузевим стандартом СОУ 11.2-30019775-126: 2007 «Реагенти для приготування та обробки бурових розчинів. Класифікація та методики дослідження» рекомендовано доповнювати методику Hot roll test аналізом Blue test.

Щодо діелектричної проникності (ϵ), то застосування цієї величини для визначення інгібуючих властивостей бурових розчинів було безпосередньо підказано теорією ентропоосмосу, оскільки параметр ϵ точно характеризує рівень СО рідини [9]. У ході досліджень було виявлено, що за певних умов зміна величини діелектричної проникності добре корелює зі зміною параметра водовіддачі бурового розчину. Це дало підставу розглядати водовіддачу як показник рівня структурованості, зв'язаності води у буровому розчині.

Натомість звичайні вимірювання водовіддачі за допомогою стандартних приладів, у яких фільтрування відбувається під дією перепаду тиску, більше характеризують кіркоутворюючі властивості бурового розчину, ніж структурованість водного середовища. Зрозуміло, що для більш точного визначення здатності бурового розчину до віддавання рідини (fluid loss) тільки за рахунок структурних властивостей водного середовища необхідно здійснювати дослідження без примусу тиском. Для реалізації цієї мети підходить принцип, покладений в основу методики CST,

а саме: довільне всмоктування водного середовища бурового розчину поровим простором, утвореним целюлозними волокнами паперу. Однак для цього немає необхідності використовувати спеціально створені прилади. Певним чином такою методикою користуються всі досвідчені фахівці, коли наносять краплю бурового розчину на фільтраційний папір і слідкують за швидкістю утворення ореолу фільтрату довкола неї. Далі, керуючись лише власним досвідом, без відповідних розрахунків, приблизно вирішують, що водовіддача – 6, 10 або більше 20 $\text{см}^3/30 \text{ хв}$.

Разом із тим цей спосіб приблизного оцінювання величини водовіддачі може бути легко перетворений у достатньо точну (похибка до 0,5 см^3) методику визначення рівня інгібуючих (осмотичних, точніше ентропоосмотичних) властивостей бурових розчинів, доступну для початківця лаборанта-колектора. Для цього достатньо побудувати графік, що відображає залежність показника фільтрації малоглинистого (3–4 % бентонітової глини) бурового розчину, обробленого понижувачем водовіддачі, наприклад КМЦ. Змінюючи вміст КМЦ, визначають як величину водовіддачі за приладом, так і розмір ореолу фільтрату довкола краплі бурового розчину завданого діаметра, що утворюється на фільтрувальному папері певної якості протягом фіксованого часу (3, 5 або 7 хв). В інтервалі величин водовіддачі 4–6 $\text{см}^3/30 \text{ хв}$ ця залежність має лінійний характер, що полегшує перетворення лінійного розміру ореолу фільтрату довкола краплі бурового розчину, вимірюваного у міліметрах, у величину водовіддачі у кубічних сантиметрах,



визначену за допомогою приладу BM-6 або фільтрпресу «Baroid» тощо.

Новий метод визначення інгібуючих властивостей, як уже було зазначено вище, за принципом близький до методики CST фірми «Baroid» і не потребує спеціального приладу. Оскільки такий метод дає змогу виконувати вимірювання за значно короткий час, то його можна назвати експрес-CST метод. Ще одна його перевага – це можливість враховувати внесок полімерів та колоїдів в інгібуючу дію бурового розчину в цілому.

Метод експрес-CST може бути корисний як під час пошукових науково-дослідних робіт, так і у процесі аналізу бурових розчинів у польових умовах. Його недолік – це неможливість оцінювати інгібуння глинистих порід за рахунок утворення захисного непронижного шару, коли активно діючою основою бурового розчину є вапно або рідке скло.

Повертаючись до робіт [1, 2], можна частково погодитися з авторами: і методика вимірювання водовіддачі застаріла, і інтерпретація кількості одержаних кубічних сантиметрів рідини не переконлива. У розвиток цієї тези слід до-

дати: замість традиційного визначення водовіддачі слід вимірювати цей параметр експрес-CST методом, який за короткий час і без застосування приладів дає змогу визначити як величину традиційної водовіддачі, так і рівень інгібуючих властивостей бурового розчину.

Список літератури

1. **Иванников В.И.** О природе осложненный при бурении скважин в неустойчивых глинистых породах // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2004. – № 5. – С. 37–42.
2. **Сергеев Г.Л., Лебзин Д.Е., Жигулин В.П., Амбарнова Л.Н.** Механизм разупрочнения глинистых (гидрослюдистых) горных пород и технология бурового раствора для бурения в осыпаящихся глинистых сланцах, аргиллитах // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2005. – № 2. – С. 22–23.
3. **Van Oort E., Hale A.H. and Mody F.K.** Manipulation of Coupled Osmotic Flows for Stabilization of Shales Exposed to Water-Based Drilling Fluids // Proc. 70th SPI Annual Technical Conference and Exhibition. – Dallas, USA, 1995. – P. 497–509.

4. **Tan C. P., Rahman S. S., Richards B. G. and Mody F. K.** Integrated Rock Mechanics and Drilling Fluid Design Approach to Manage Shale Instability // Proc. SPI/ ISRM Eurock '98. – Trondheim, Norway, 1998. – SPI/ ISRM 47259.

5. **Tan C. P., Bailin Wu, Mody F. K. and Uday A Tare.** Development and Laboratory Verification of High Membrane Efficiency Water-Based Drilling Fluids with Oil-Based Drilling Fluid-Like Performance in Shale Stabilization // Proc. SPI/ ISRM Rock Mechanics Conference. – Irving, Texas, USA, 2002. – SPI/ ISRM 78159.

6. **Simpson J. R.** The Drilling Mud Dilemma – Resent Example // J. Pet. Tech. – 1985. – Vol. 37, № 2. – P. 201–206.

7. **Васильченко А. А.** Напряженное состояние горных пород и устойчивость стенок скважины // Нефть и газовая пром-сть. – 1987. – № 2. – С. 25–27.

8. **Васильченко А. О.** Энтропия, осмос і ентропоосмос, або Чому руйнуються стінки свердловин // Нафть і газова пром-сть. – 1995. – № 4. – С. 26–28.

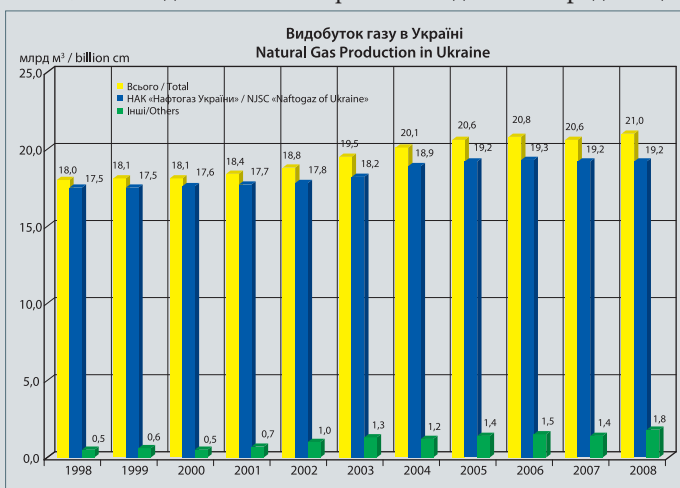
9. **Васильченко А. О., Мислюк М. А.** Інгибовані бурові розчини: аналіз, проблеми і тенденції їх розвитку // Нафть і газова пром-сть. – 2006. – № 4. – С. 7–11.

Підсумки роботи НАК «Нафтогаз України» за 2008 рік

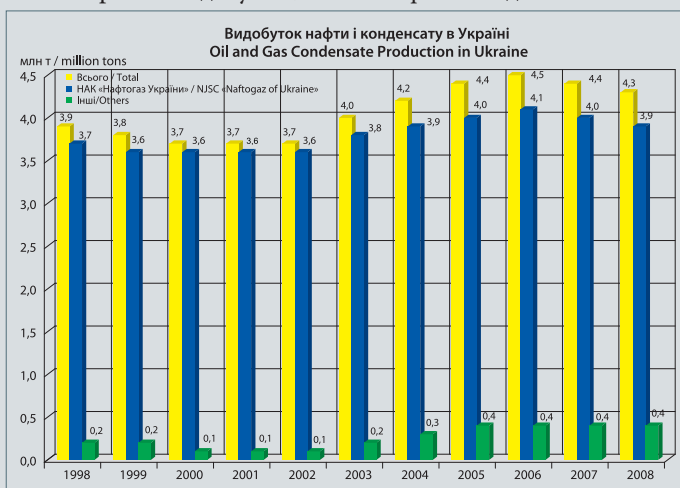
ВИДОБУТОК

Видобування газу, газового конденсату та нафти в Компанії здійснюють ДК «Укргазвидобування», БАТ «Укрнафта» та ДАТ «Чорноморнафтогаз», на які припадає 92 % видобутку нафти і конденсату та 91 % видобутку газу в Україні.

Підприємствами Компанії експлуатуються 234 газових, нафтових, газоконденсатних та нафтогазоконденсатних родовищ.



Видобуток природного газу в Україні протягом тривалого періоду скорочувався; у 1997–2000 рр. рівень видобутку стабілізувався на рівні 18 млрд м³ на рік, а останні чотири роки він зростає і у 2008 р. становив 21 млрд м³, у т. ч. по НАК «Нафтогаз України» – 19,2 млрд м³. Видобуток нафти з конденсатом в Україні протягом 1998–2008 рр. зберігається на рівні 3,7–4,5 млн т на рік. У 2008 р. нафтогазовидобувні підприємства НАК «Нафтогаз України» видобули 3,9 млн т нафти з конденсатом.



Г. М. Лисяний
канд. техн. наук
П. І. Огородніков
докт. техн. наук
О. В. Бузінов
МНТУ

УДК 622.24.002

Аналіз навантаження на замкові з'єднання бурильної колони

Важливим резервом у скороченні строків будівництва свердловин є зниження невикористаних витрат часу, пов'язаних із руйнуванням бурильної колони в свердловині.

Складні умови експлуатації бурильної колони, а також обмеження за її зовнішнім і внутрішнім діаметрами створюють значні труднощі під час проектування різьбових з'єднань і забезпечення їх експлуатаційної надійності [1].

За даними досліджень [1–3], з великої кількості різних навантажень, що діють на різьбові з'єднання бурильної колони в свердловині, можна виділити найбільш характерні:

осьові умови розтягу від власної ваги колони;

додаткові зусилля розтягу в ніпелях замкових з'єднань від попереднього затягання;

осьові зусилля стиснення в нижній частині бурильної колони, що виникають зі створенням осьового навантаження на долото;

крутний момент, потрібний для обертання колони, що з'являється під час буріння вибійними двигунами;

додаткові розтягуючі зусилля, що виникають у процесі прокачування бурового розчину через колону бурильних труб;

змінний згинальний момент, що виникає під час роботи колони у викривленій частині свердловини від позовжнього згину при стисненні і під дією відцентрових сил;

динамічні зусилля, пов'язані з вібраціями бурильної колони у процесі роботи долота, а також від пульсації бурового розчину.

В статье анализируется физика процессов нагрузки замкового соединения бурильных труб, что позволяет учитывать факторы, воздействующие на раскрытие соединения.

The analysis of the physics of the tool joint of drill pipe loading process, which allows considering the factors, which influencing the tool joint breaking-out, is represented.

Як видно, вищезазначені навантаження можуть мати динамічний або статичний характер. Аварії, пов'язані з замковими з'єднаннями, в основному обумовлені динамічними навантаженнями на бурильну колону, тоді як статичні посилюють ефект від їх дії.

Виходячи з цього, в подальшому розглядається дія статичних навантажень на замкові з'єднання і можливість розкриття стику «муфта – ніпель».

Суттєвим недоліком збирання бурильної колони з дефектами є неспіввідношення площини опорних поясків із віссю труби після ремонту замкових з'єднань із конічними різьбами; це призводить до виникнення змінних напружень в останніх. Шкідлива дія цих напружень значно зменшується при попередньому затяганні різьбового з'єднання, але тільки до того часу, доки діючий на замкове з'єднання згинальний момент при деформації елементів колони під час буріння не призводить до виникнення зазору між торцями опорних поясків. Втім, передається він на різьбову частину не повністю.

Пояснимо цю обставину на простому прикладі двох поверхонь опорних поясків різьбового з'єднання суміжних бурильних труб. При цьому будемо вважати, що поверхні поясків абсолютно жорсткі. Нехай різьове з'єднання попередньо затягнуто зусиллям P_0 та навантажено розтягуючим зусиллям $P \leq P_0$ (рисунок, а) під вагою частини колони бурильних труб.

Припустимо, що прикладання навантаження $P \leq P_0$ і при цьому зусилля

в різьбовій частині замка збільшилися на деяку величину ΔP . Тоді різьбова частина замка має розтягнутися, що у разі абсолютно жорстких опорних поясків (поверхонь) призведе до виникнення зазору між ними.

При цьому на стінках буде діяти з одного боку сила ваги нижньої частини колони – зовнішня сила P (рисунок, б), а з другого боку – реакція різьбової частини з'єднання, рівна $P + \Delta P$. Але оскільки $P_0 > P$, то $P_0 + \Delta P$ також більше P , таким чином, під дією такої системи сил різьове з'єднання не може знаходитися у рівновазі.

Із вищевикладеного можна зробити висновок, що припущення про збільшення зусилля на різьбову частину замка з абсолютно жорсткими опорними поверхнями в разі значної їх термічної обробки при $P \leq P_0$ – несправедливе. В цих умовах зусилля в різьбовій (конусній) частині не зростає, а прикладення зовнішнього навантаження до стику різьбового з'єднання призводить лише до його зменшення між поясками, за рахунок чого врівноважується зовнішнє навантаження.

Якщо ж матеріал опорних поясків не є абсолютно жорстким, то зовнішнє зусилля $P \leq P_0$ хоч і передається на різь, але не повністю.

Для визначення зусилля в різьбовій частині замка необхідно розглянути деформацію різьбової частини і поясків.

Після затягання різі опорні пояска стискаються на величину $C_n P_0$, де C_n – під-



датливість двох поясків, яку в першому наближенні можна обчислити для циліндра, довжина якого дорівнює $1/2$ довжини замка. Після прикладання до поясків зусилля $P \leq P_0$, зусилля в різьбовій частині зростає на величину ΔP , і додаткова деформація (осьова) різі становитиме $C_p \Delta P$, (C_p – піддатливість різі), тиск між поясками зменшиться на $P - \Delta P$, а стиснення поясків знизиться на $C_p(P - \Delta P)$.

Очевидно, що до тих пір, поки стик не розкриється, зменшення тиску поясків і додаткове розтягнення різьової частини мають бути рівні

$$C_p \Delta P = C_n(P - \Delta P), \quad (1)$$

звідки

$$\Delta P = kP, \quad (2)$$

де k – коефіцієнт осьового навантаження $k = C_n/(C_p + C_n)$.

Повне зусилля на різі дорівнюватиме $P_0 + kP$. До початку розкриття стику поясків $C_n(P - \Delta P)$ має дорівнювати початковому стисненню $C_n P_0$.

Із цієї умови з урахуванням (2) отримуємо, що сила, яка розкриває стиснення, $P = P_0/(1 - k)$.

Отже, повне зусилля на затягнуте різьове з'єднання

$$F = \begin{cases} P_0 + kP \text{ при } P \leq \frac{P_0}{1-k}, \\ P \text{ при } P \geq \frac{P_0}{1-k} \end{cases}, \quad (3)$$

а зусилля затяжки, що забезпечує нерозкриття стику, становитиме

$$P_3 = \gamma(1 - k)P, \quad (4)$$

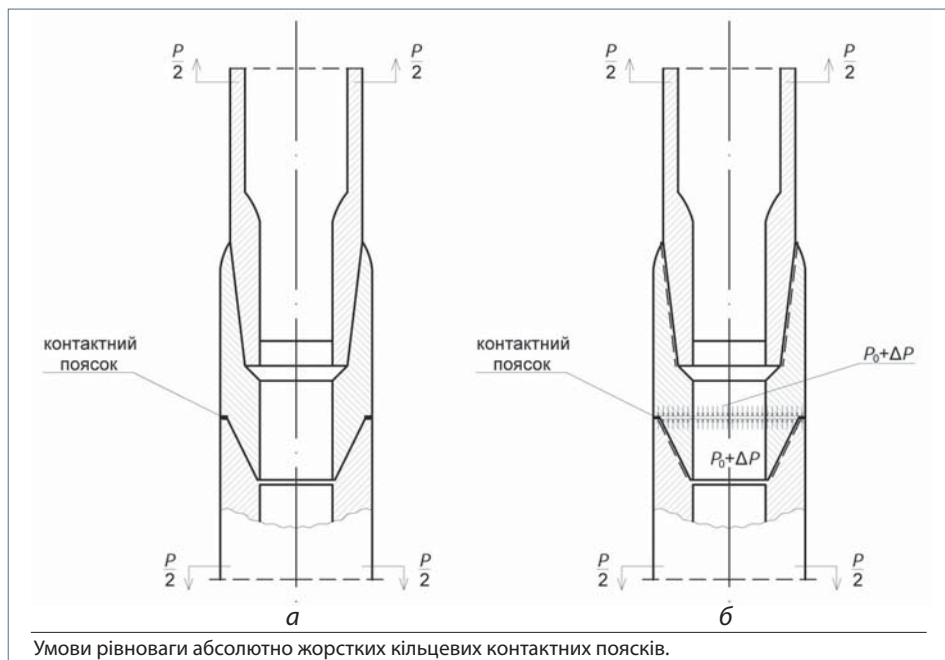
де γ – коефіцієнт запасу від розкриття стику, що визначається експериментально та у першому припущенні дорівнює $1,5 \div 2$.

Прикладання зусилля до замкового з'єднання труб у процесі буріння також викликає перерозподіл тиску між поясками, але, на відміну від дії розтягуючих сил для згинного моменту, призводить до нерівномірної зміни тиску.

Виходячи з елементарних уявлень про систему як два стрижні, з'єднані двома плоскими півмуфтами, доповнюючи напруження від згинного моменту M , коли вісь опорних поверхонь зміщена від осі системи на величину α , напруження в нерозкритому стикі буде:

$$\sigma = \gamma \frac{M}{I} \alpha, \quad (5)$$

де I – момент інерції перерізу відносно осі симетрії.



До того часу, поки в усіх точках стику зберігається тиск, викликаний моментом M , епюру зміни тиску в стикі може бути визначено таким же чином, як і в суцільному стрижні: тиск змінюється за лінійним законом, а його максимальна величина буде:

$$\sigma_{ст} = \frac{M}{I_{ст}}(1 - k)\alpha, \quad (6)$$

де $I_{ст}$ – момент інерції площі, по якій відбувається контакт поясків, що визначають відносно осі симетрії стику. Коефіцієнт k не враховує піддатливість стиків. Напруга, що виникає в різьовій частині, становить:

$$\sigma_3 = \frac{P_3}{F} \geq (1 - k) \frac{M}{W_{ст}}. \quad (7)$$

Під час затягання різьового з'єднання частина діючого на ключ крутного моменту витрачається на розтяг болтової частини замка і деформацію різей, а частина – на подолання сил тертя у різі та на опорних поверхнях. За умови коефіцієнта тертя $0,2$ і з урахуванням конусності різі крутний момент, необхідний для отримання зусилля P_3 , визначають за формулою, запропонованою в роботі [4].

$$M_{кр.ск} = \alpha F_n(0,4 \dots 0,7) \sigma_T \leq M_{кр.ск}^T, \quad (8)$$

де σ_T – нормальне напруження текучості, α – коефіцієнт, що характеризує геометрію різьового з'єднання і якість мастила, F_n – площа небезпечного перерізу ніпеля, $M_{кр.ск}^T$ – допустимий крутний момент скручування із розрахунку на статичну міцність упорних торців.

$$M_{кр.ск}^T = \alpha F_T \sigma_{доп}^T, \quad (9)$$

$$\sigma_{доп}^T = \sigma_T / 1,2, \quad (10)$$

де $\sigma_{доп}^T$ – допустимі контактні напруження для опорних торців поясків.

Таким чином, розглянута фізика навантаження замкового з'єднання бурильних труб дає можливість врахувати фактори, що діють на розкриття з'єднання і можуть викликати аварійну ситуацію. Також підтверджується раціональний діапазон зміни крутного моменту для згинчування, що допомагає визначити, коли працездатність з'єднань стає найстабільнішою.

Список літератури

1. Лисканич М. В. Підвищення експлуатаційної надійності різьбових з'єднань бурильної колони в умовах вібраційного навантаження: Автореф. дис. ... докт. техн. наук/Івано-Франківськ, 2005. – 34 с.
2. Аликвандер Э. Современное глубокое бурение. – М.: Недра, 1969. – 228 с.
3. Лисканич М. В., Капелюх П. О. Кількісні характеристики розподілу навантажень елементів бурильної колони на динамічні і статичні//Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – Івано-Франківськ: ІФДТУНГ, 1999. – Т. 4. – С. 103–109. – (Сер. «Методи та засоби технічної діагностики»; Вип. 3).
4. Щербук Н. Д., Газанчан Ю. И., Барышников А. И. Эксплуатация бурильных труб и разрушение резьбовых соединений. – М.: ВНИИОЭНГ, 1986. – С. 59. – (Сер. «Бурение»).

Є. Р. Мрозек
канд. техн. наук
БАТ «Укрнафта»
М. Я. Магун
С. А. Гурський
Р. В. Зінков
НДПІ БАТ «Укрнафта»

УДК 622.24.06

Досвід застосування лігносульфонатного реагенту РВ-СМ під час будівництва свердловин

Під час буріння глибоких високо-температурних свердловин до якості промивальних рідин ставлять більш високі вимоги, ніж при звичайному бурінні. Глинистий розчин має повною мірою забезпечувати якісне очищення свердловини від частинок породи, легко прокачуватися по трубах, охолоджувати і змащувати бурильний інструмент, створювати відповідний тиск на вибої, характеризуватися малою абразивністю і корозійною активністю, діяти як понижувач твердості порід на вибої тощо. Крім функцій промивального агента, глинистий розчин повинен запобігати обвалюванню стінок свердловин, а фільтраційна кірка, утворившись в інтервалі залягання проникних пластів, не повинна перешкоджати переміщенню в свердловині бурильного та інших інструментів. Необхідно також, щоб основні параметри промивальної рідини були в межах встановлених практикою норм, мало залежали від температури і зберігали свої значення впродовж тривалого часу [1].

Реагенти на основі лігносульфонатів за об'ємом їх застосування для об-

Исходя из результатов лабораторных исследований, предложена рецептура обработки промывочной жидкостью и подобраны рабочие концентрации реагента РВ-СМ при бурении глубоких высокотемпературных скважин.

On the basis of laboratory tests data, the formulation for drilling mud treatment has been proposed and working concentrations of RV-SM reagent in the course of high-temperature deep wells drilling have been selected.

робки промивальних рідин займають друге місце після гуматів. У практиці буріння лігносульфонати вперше застосували в 1936–1937 р. р. П. З. Швейцер і Є. А. Яішнікова [2]. Головним компонентом реагенту РВ-СМ є лігносульфонати технічні натрієві (ЛСТ-На), основною функцією яких є зниження в'язкості з поєднанням стабілізуючого та інгібуєного ефектів.

Вітчизняні та зарубіжні дослідники, здійснюючи пошук ефективних модифікацій лігносульфонатів, звертали увагу на різні аспекти їх дії. Вчений Є. Г. Кістер зазначав, що ЛСТ-На утворюють у воді колоїдні розчини і легко осаджуються хлоридами натрію і кальцію, солями важких металів, мінеральними кислотами, а також солянокислим розчином ароматичних амінів. Фракціонування промислових лігносульфонатів за допомогою цих осаджувачів показує неоднорідність лігносульфонатного ком-

плексу, що, за С. Авербухом і К. Жигачевим, включає частинки від молекулярно розчинених до макромолекулярних ниток залежно від умов осадження (температури, кислотності тощо). Молекули ЛСТ-На представляють собою неупорядковані розгалужені спіралі з різним ступенем ущільнення. Низькомолекулярні фракції можуть мати лінійну структуру.

Відомо, що немодифіковані ЛСТ-На мають невелику розріджувальну дію і не здатні інгібувати набухання і диспергування монтморилонітвмісного шламу [3]. Навпаки, відомо про достатньо високу диспергуючу здатність технічних лігносульфонатів відносно глинистих мінералів у промивальній рідині. Недоліками є піноутворення, що призводить до підвищеної витрати обвалювача, чутливість до бактеріального забруднення (у випадку відсутності хрому), невисока термостійкість тощо. Натомість такі модифіковані лігносульфонати, як РВ-СМ, підвищують термостійкість до 180 °С і більше, мають антиокислювальні властивості, інгібують механодеструкцію полімерів у промивальній рідині. Реагент РВ-СМ за своїми фізико-хімічними показниками характеризується високою розріджувальною здатністю, дає змогу підтримувати оптимальні реологічні властивості промивальної рідини, що особливо актуально в складних геологічних умовах. Прикладом цього є будівництво св. 17 Рудівсько-Червонозаводського родовища,

Конструкція св. 17-Рудівської

Таблиця 1

Найменування колон	Інтервал спуску, м	Діаметр колони, мм	Діаметр долота для буріння під колону, мм	Тип різьбового з'єднання обсадних труб	Тип тампонажного матеріалу	Густина тампонажного розчину, кг/м³
Направлення	0–26	630	«Шнек»-720	«Стикозварне»	ПЦТ-I-50	–
Кондуктор	0–1027	426	393,7+РШ 555	НОРМКБ	(ПЦТ-III-Пол.5-100+ПЦТ-I-50)* ПЦТ-I-50+ПЦТ-III-Пол.5-50	(1520; 1790)* (1830; 1500)
Проміжна	0–2700	324	393,7	«Buttres»	I секц. ПЦТ-I-100 II та III секц. ПЦТ-I-50	1820 1820
Проміжна	0–5044	245	295,3	«Buttres»	I секц. РТМ-120 II та III секц. ПЦТ-I-100 IV секц. ПЦТ-I-50	1820 1820 1820
Експлуатаційна	0–5760	168/140	215,9	«Buttres»	(тамп. мат. «Schlumberger»)* ШПЦС-120+ПЦТ-I-100	(1950)* 1860

* Характеристика показників (матеріалів) для нижньої секції обсадних колон.



пробуреної до глибини 5 760 м (табл. 1). Буріння під експлуатаційну колону здійснювали у складних геолого-технічних і баротермальних умовах (глибина – 5 730 м, пластовий тиск – 82,0 МПа, статична температура – 154 °С).

Під час розкриття нижньої частини візейського та турнейського ярусів на початку буріння з-під башмака 245 мм II проміжної колони, незважаючи на підвищення густини до 1 840–1 850 кг/м³, після проведення спуско-піднімальних операцій (СПО) зафіксовано виходи «пачок» розгазованого розчину різної інтенсивності з вмістом газової суміші до 90%. Проведення дегазації вимагало тривалого часу і ускладнювалося з причини підвищення значень структурно-реологічних характеристик промивальної рідини.

Ускладнені гірничо-геологічні умови будівництва свердловини визначали підвищені вимоги щодо оптимально-

го планування процесу поглиблення з постійним контролем за станом та якістю промивальних рідин, вимагали постійного удосконалення їх хімічних обробок із метою одержання стабільних структурно-реологічних показників і підсилення їх термостійких та інгібуючих властивостей.

На основі проведених лабораторних досліджень для регулювання властивостей промивальної рідини розроблено рецептуру її обробки реагентом-розріджувачем РВ-СМ в комбінації з КМЦ фін-фікс НС, СБР, NaOH, KCl, що дало можливість зменшити структурно-реологічні показники до оптимальних значень зі збереженням фільтраційних показників на попередньому рівні.

Використання запропонованої обробки дало змогу продовжити поглиблення свердловини без ускладнень із фоновими показниками вмісту газової суміші в промивальній рідині 0,1–0,5 %.

Після зупинок циркуляції, пов'язаних із СПО (для заміни долота або шаблонування відкритого стовбура), спостерігали вихід вибієвих «пачок» розгазованого розчину з максимальним вмістом газової суміші до 85% і зменшенням густини до 1 700 кг/м³. Але завдяки зменшенню реологічних показників промивальної рідини час дегазації розгазованої пачки зменшувався і густина відновлювалася до 1 820 кг/м³ (табл. 2).

Зі збільшенням температури зменшується стабілізуюча дія захисних реагентів на глинисті розчини, оскільки більшість захисних реагентів недостатньо термостійкі і зазнають різних хімічних перетворень під дією високої температури. Крім цього, підсилюється процес десорбції реагентів-стабілізаторів та розріджувачів із поверхні твердої фази, що значно ускладнює контроль за якістю розчину. Найбільшого поширення отримала комбінована об-

Параметри промивальної рідини (рецептура обробки) під час поглиблення св. 17-Рудівської

Таблиця 2

Вибій, м		Проби промивальної рідини	Параметри промивальної рідини							Реологічні властивості	
			густина, кг/м³	умовна в'язкість, с	показник фільтрації, см³/30 хв	СНЗ, дПа, через 1/10 хв	товщина кірки, мм	коефіцієнт тертя кірки	pH	пластична в'язкість, мПа с	динамічне напруження зсуву, дПа
Заготовка	1	Вихідна	1200	58	4,0	50/70	0,5	0,13	10,0	38	62
		Обробка	3 % ВЛР 10 %-ної конц. + 0,05 % антиферментатора + 1 % СБР 50 %-ної конц.								
		Результат	1200	48	4,5	35/50	0,5	0,12	10,0	26	50
500	2	Вихідна	1240	50	4,0	34/69	0,5	0,12	9,50	25	61
		Обробка	3 % лігноксину 10 %-ної конц. + 0,05 % антиферментатора + 1 % СБР 50 %-ної конц.								
		Результат	1230	46	3,0	30/58	0,5	0,12	9,70	20	52
1000	3	Вихідна	1240	80	4,0	66/88	0,5	0,12	8,00	38	64
		Обробка	3 % РВ-СМ 10 %-ної конц. + 0,05 % антиферментатора + 1 % СБР 50 %-ної конц.								
		Результ	1280	60	3,5	50/68	0,5	0,12	8,00	32	62
1500	4	Вихідна	1180	60	4,5	70/105	0,5	0,08	12,0	50	96
		Обробка	3 % суміші у однаковому співвідношенні (РВ-СМ : лігноксин : ВЛР) 10 %-ної конц.+1 % СБР 50 %-ної конц.								
		Результат	1170	30	2,5	28/41	0,5	0,07	12,0	18	55
2000	5	Вихідна	1180	80	5,0	62/89	1,0	0,14	9,0	33	70
		Обробка	5 % РВ-СМ 10 %-ної конц. з 10 % NaOH + 0,05 % Пентаксу								
		Результат	1170	67	4,0	30/64	1,0	0,10	9,10	20	58
2500	6	Вихідна	1200	75	8,0	74/102	1,0	0,10	8,5	—	—
		Обробка	2 % КМЦ 2,5 %-ної конц. + 3 % РВ-СМ 20 %-ної конц. з 10 % NaOH								
		Результат	1200	70	5,0	62/82	1,0	0,10	8,62	—	—
3000	7	Вихідна	1210	72	7,5	17/47	1,0	0,07	11,80	—	—
		Обробка	3 % РВ-СМ 10 %-ної конц. + 2 % лігноксину 5 %-ної конц + 0,1 % Пентаксу								
		Результат	1230	54	5,0	15/32	0,5	0,07	11,82	—	—
3500	8	Вихідна	1180	70	6,5	18/42	1,0	0,08	10,60	16	54
		Обробка	1 % РВ-СМ 10 %-ної конц. + 2 % лігноксину 5 %-ної конц + 2 % ВЛР + 2 % БСО								
		Результат	1170	50	5,0	12/30	1,0	0,07	10,82	10	16
4000	9	Вихідна	1210	65	5,5	54/86	0,5	0,07	9,20	42	61
		Обробка	3 % РВ-СМ 15 %-ної конц. + 1 % СБР 50 %-ної конц + 0,5 % CaCl ₂								
		Результат	1200	40	3,0	30/46	0,5	0,07	9,20	27	44
4500	10	Вихідна	1200	64	5,0	54/102	1,0	0,06	9,00	40	98
		Обробка	3 % КССБ-МТ 15 %-ної конц. + 1 % СБР 50 %-ної конц. + 0,5 % CaCl ₂								
		Результат	1200	60	4,0	54/80	1,0	0,06	9,18	38	90
5000	11	Вихідна	1260	80	6,0	73/138	1,0	0,08	8,60	48	80
		Обробка	3 % лігноксину 5 %-ної конц. + 1 % РВ-СМ 25 %-ної конц. + 1 % KCl								
		Результат	1260	66	4,0	50/75	0,5	0,08	8,72	40	82
5500	12	Вихідна	1820	40	5,0	144/186	1,0	0,08	8,20	—	—
		Обробка	3 % РВ-СМ 15 %-ної конц. + 1 % СБР 50 %-ної конц + 0,1 Пентаксу + 1 % КМЦ 2,5 %-ної конц.								
		Результат	1810	38	3,0	60/85	0,5	0,06	8,25	—	—
5760	13	Вихідна	1820	55	5,0	130/159	1,0	0,08	10,00	70	95
		Обробка	3 % РВ-СМ 15 %-ної конц. з 10 % NaOH + 1 % нафти + 1,5 КМЦ 2 %-ної конц.								
		Результат	1810	50	3,0	70/96	0,5	0,07	10,40	28	76

робка промивальних рідин кількома хімічними реагентами. Обробка рідини реагентами ВЛР (проба 1), лігноксин (проба 2), РВ-СМ (проба 3) призводить до врегулювання структурно-реологічних характеристик. У разі використання комплексу реагентів РВ-СМ → гуматні реагенти (проба 4, 7, 11) помітне підсилення їх розріджувальної дії. Також виявлено синергетичний ефект від застосування РВ-СМ у комбінації з бітумним структуроутворювачем БСО (проба 8), змащувальною домішкою СБР (проби 9, 12, 13), стабілізатором КМЦ (проби 6, 12, 13) та солями-інгібіторами KCl і CaCl₂ (проби 9, 11). Зазначимо, що в першому – третьому випадках така комбінація призводить до підсилення закріплюючої дії промивальної рідини, покращення його фільтраційних та змащувальних показників; у четвертому – до підсилення розріджувальної та інгібуючої дії.

Поверхнева активність лігносульфонатних реагентів є важливим фактором їх стабілізуючої та розріджувальної дії. Разом із цим, зауважено підвищену аерацію промивальної рідини у разі збільшення добавок лігносульфонатних реагентів, особливо в лужних і солених середовищах. Підвищена в'язкість рідин, що спінуються, затрудняє їх дегазацію, тому для протидії піноутворенню (проби 5, 7, 9, 10, 12) здійснюють обробку захисними реагентами [4].

Виконано дослідження з визначення оптимальної концентрації

Результати розрахунку ефективності розріджувальної дії реагентів за показником зниження умовної в'язкості

Досліджувані моделі рідин	Показник розрідження, К, %		Δ К, %
	РВ-СМ	ФХЛС-М	
Промивальна рідина ($S_{\phi} = 19,4\%$, $Ca^{++}/Mg^{++} = 1\,044,6$ мг/л, KCl – 2,2 %)	44,44	33,33	11,11
Глиниста суспензія + 5 % KCl + 2 % CaSO ₄	58,60	20,68	37,92

лігносульфонатних добавок у слабкомінералізованому розчині, який характеризувався такими показниками: $\rho = 1\,400$ кг/м³, $T = 180$ с, $\Phi = 3,5$ см³ за 30 хв, $K = 1$ мм, КТК = 0,08, $CH_3 = 107/232$ дПа, $S_{\phi} = 1,2\%$, $Ca^{++}/Mg^{++} = 1\,002/121,6$ мг/л, $H_{\phi} = 4\%$. Досліджено розчини лігносульфонатних реагентів 35 % концентрації. За результатами проведених досліджень за ефективністю розріджувальної дії реагенти можна розмістити в ряд таким чином: РВ-СМ+лігноксин (1:1) → РВ-СМ → ФХЛС-М → КССБ-МТ. Як видно з рисунка, оптимальна домішка РВ-СМ становить 1–3 %, що дає можливість оптимізувати рецептури для регулювання структурно-реологічних показників лігносульфонатних промивальних рідин, а в комбінації з лігноксином – підсилити його дію у слабкомінералізованій промивальній рідині.

Здійснено розрахунок ефективності розріджувальної дії за показником зниження умовної в'язкості за формулою:

$$K = (T_1 - T_2) / T_1 \times 100 \%,$$

де K – величина зменшення в'язкості (показник розрідження), %; T_1 – умовна в'язкість розчину до обробки реагентом-розріджувачем; T_2 – умовна

в'язкість розчину після обробки реагентом-розріджувачем.

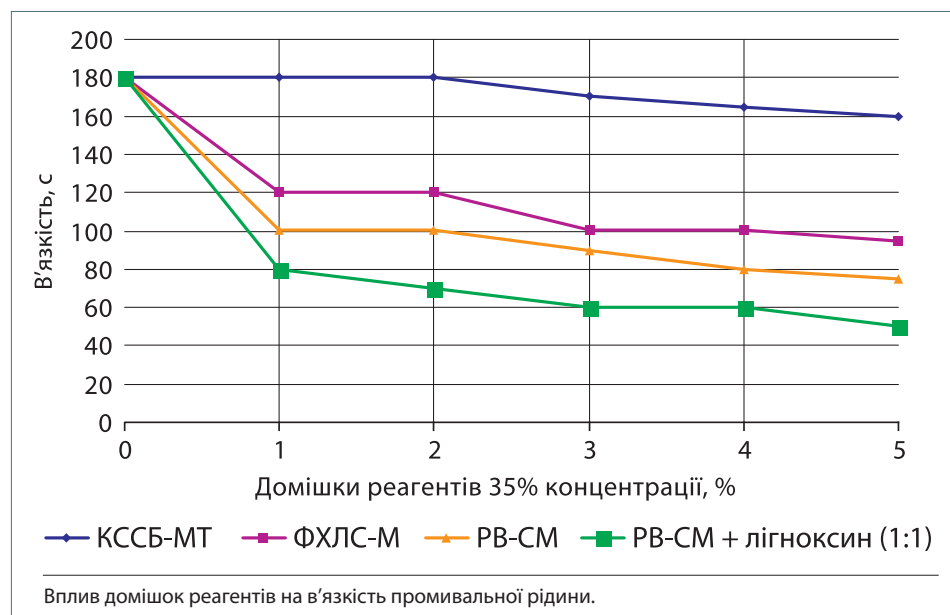
Враховуючи, що РВ-СМ та ФХЛС-М призначено для регулювання структурно-реологічних показників мінералізованих бурових розчинів, у тому числі з підвищеним вмістом катіонів полівалентних металів, для розрахунку використано результати обробки мінералізованого розчину та глинистої суспензії (табл. 3).

Середнє арифметичне значення коефіцієнта $K = 24,51\%$, тобто за показником зниження умовної в'язкості еквівалентне співвідношення кількості реагентів РВ-СМ та ФХЛС-М, необхідних для забезпечення однакової розріджувальної дії, становить 1: 1,245.

Отже, застосування комплексної рецептури обробки промивальної рідини реагентом-розріджувачем РВ-СМ у комбінації з КМЦ фін-фікс НС, хлоридом калію, СБР, піногасником Пентакс сприяло покращенню структурно-реологічних характеристик промивальної рідини, попередженню її температурної коагуляції, економії затрат на її обробку, що підтверджено результатами промислового застосування під час буріння глибоких свердловин на родовищах Карпатського і Дніпровсько-Донецького нафтогазопромислових регіонів.

Список літератури

1. Ангелопуло О.К., Мухін Л.К. Усовершенствование метода оценки термостойкости глинистых растворов. – М.: Недра, 1967. – 87 с.
2. Кистер Е.Г. Химическая обработка буровых растворов. – М.: Недра, 1972. – 392 с.
3. Гаврилов Б.М., Молканова Е.Н., Щербачева О.М. Импортзамещающие лигнополимерные реагенты для буровых растворов//Сб. научн. трудов ОАО НПО «Бурение». – 2003. – № 9. – 64 с.
4. Магун М.Я., Гурський С.А., Забильська О.Є., Зінков Р.В. Застосування піногасників для хімічної обробки промивальних рідин//Нафт. і газова пром-сть. – 2007. – № 5. – С. 29–30.



В. П. Нагорний
докт. техн. наук
І. І. Денисюк
канд. техн. наук
ІГФ НАН України
Я. О. Рудюк
концерн «Надра»

УДК 622.276

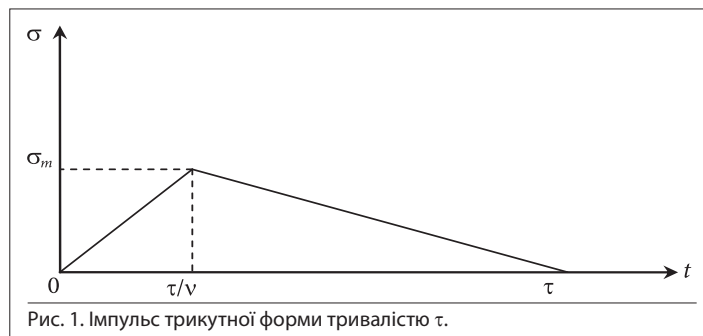
Теоретичні дослідження передачі енергії імпульсного навантаження у пласт

У процесі спорудження та експлуатації видобувних свердловин привибійні зони продуктивних пластів (ПЗП) втрачають свою природну проникність внаслідок різного роду відкладень у каналах фільтрації флюїдів, що призводить до зниження дебіту свердловин [1, 2]. Особливо це характерно для нафтогазових родовищ, що знаходяться на пізній стадії експлуатації. В таких умовах питання покращення фільтраційних характеристик ПЗП набуває важливого значення для вирішення проблеми інтенсифікації видобутку нафти і газу. Одним із методів розв'язання цього завдання є імпульсна дія на ПЗП, у результаті чого в масиві привибійної зони створюються додаткові канали фільтрації.

Розглянемо вплив швидкості імпульсного навантаження та тривалості процесу розвантаження на спектральні характеристики імпульсу, припустивши, що навантаження на масив у ПЗП моделюється імпульсом трикутної форми (рис. 1). Такий імпульс описують залежністю:

$$\sigma(t) = \begin{cases} \sigma_m \frac{v}{\tau} t, & 0 \leq t \leq \frac{\tau}{v} \\ \sigma_m \frac{v}{(v-1)\tau} \left(1 - \frac{t}{\tau}\right), & \frac{\tau}{v} \leq t \leq \tau \\ 0, & t < 0; t > \tau \end{cases} \quad (1)$$

де σ_m – максимальне значення імпульсного навантаження; τ – тривалість імпульсної дії; τ/v – час зростання імпульсного навантаження до максимального значення (v – довільне число, більше одиниці).

Рис. 1. Імпульс трикутної форми тривалістю τ .

Для побудови амплітудно-частотного спектра функції (1) знайдено її зображення за Лапласом, від якого перейдемо до амплітудно-частотного спектра.

Користуючись узагальненою одиничною функцією, оригінал $\sigma(t)$ можна представити так:

$$\sigma(t) = \sigma_m \left[\frac{v}{\tau} + \eta(t) - \frac{v^2}{(v-1)\tau} \left(t - \frac{\tau}{v} \right) \eta \left(t - \frac{\tau}{v} \right) + \frac{v}{(v-1)\tau} (t - \tau) \eta(t - \tau) \right], \quad (2)$$

де $\eta(t - t_0)$ – узагальнена одинична функція:

Представлены результаты теоретических исследований передачи энергии импульсной нагрузки в пласт. Установлена ее зависимость от скорости возрастания значений импульсной нагрузки. Показано, что длительность стадии разгрузки почти не влияет на этот процесс.

The results of theoretical researches of the impulse load energy transmission in the layer are presented. Its dependence on the speed of impulse load increase is determined and the duration of unloading stage almost does not influence the process.

$$\eta(t - t_0) = \begin{cases} 1, & t > t_0 \\ 0, & t < t_0 \end{cases}$$

Зображення за Лапласом функції (2) має вигляд [3]:

$$\bar{\sigma}_{(p)} = \sigma_m \left[\frac{v}{\tau} \frac{1}{p^2} - \frac{v^2}{(v-1)\tau} \frac{1}{p^2} e^{-\frac{\tau}{v}p} + \frac{v}{(v-1)\tau} \frac{1}{p^2} e^{-\tau p} \right]. \quad (3)$$

Після спрощення виразу (3) одержуємо:

$$\bar{\sigma}_{(p)} = \sigma_m \frac{(v-1)v + ve^{-\tau p} - v^2 e^{-\frac{\tau}{v}p}}{(v-1)\tau p^2}, \quad (4)$$

де p – комплексний параметр.

Для визначення амплітудно-частотного спектра імпульсної дії (2) знайдемо модуль комплексної величини $\bar{\sigma}(p = j\omega)$:

$$S_{\sigma}(\omega) = |\bar{\sigma}(j\omega)| = \sigma_m \operatorname{mod} \frac{(v-1)v + ve^{-\tau j\omega} - v^2 e^{-\frac{\tau}{v}j\omega}}{(v-1)\tau(j\omega)^2}. \quad (5)$$

У вираз (5) введемо безрозмірну кругову частоту $\bar{\omega} = \omega\tau$ і одержимо:

$$\begin{aligned} S_{\sigma}(\bar{\omega}) &= \frac{\sigma_m \tau}{(v-1)\bar{\omega}^2} \operatorname{mod} \left[v^2 e^{-j\frac{\bar{\omega}}{v}} v e^{-j\bar{\omega}} - (v-1)v \right] = \\ &= \frac{\sigma_m \tau}{(v-1)\bar{\omega}^2} \operatorname{mod} \left[v^2 \left(\cos \frac{\bar{\omega}}{v} - j \sin \frac{\bar{\omega}}{v} \right) - v(\cos \bar{\omega} - j \sin \bar{\omega}) - v(v-1) \right] = \\ &= \frac{\sigma_m \tau}{(v-1)\bar{\omega}^2} \operatorname{mod} \left[\left(v^2 \cos \frac{\bar{\omega}}{v} - v \cos \bar{\omega} - (v-1)v \right) + j \left(v \sin \bar{\omega} - v^2 \sin \frac{\bar{\omega}}{v} \right) \right] = \\ &= \frac{\sigma_m \tau}{(v-1)\bar{\omega}^2} \left\{ \left[v^2 \cos \frac{\bar{\omega}}{v} - v \cos \bar{\omega} - (v-1)v \right]^2 + \left[v \sin \bar{\omega} - v^2 \sin \frac{\bar{\omega}}{v} \right]^2 \right\}^{1/2}. \end{aligned} \quad (6)$$

Після алгебраїчних перетворень вираз (6) набуває вигляду:

$$\begin{aligned} S_{\sigma}(\bar{\omega}) &= \frac{\sigma_m \tau}{\bar{\omega}^2} \left(\frac{v}{v-1} \right) \left[2(v^2 - v + 1) - 2v \cos \left(\frac{v-1}{v} \bar{\omega} \right) - \right. \\ &\quad \left. - 2v(v-1) \cos \frac{\bar{\omega}}{v} + 2(v-1) \cos \bar{\omega} \right]^{1/2}. \end{aligned} \quad (7)$$

При $v = 2$ (імпульс має форму рівнобедреного трикутника) після спрощень із виразу (7) одержимо:

$$\begin{aligned} S_{\sigma}(\bar{\omega}) &= \frac{2\sigma_m \tau}{\bar{\omega}^2} [2(3 - 2\cos 0,5\bar{\omega} - 2\cos 0,5\bar{\omega} + \cos \bar{\omega})]^{1/2} = \\ &= \frac{2\sigma_m \tau}{\bar{\omega}^2} [2(3 - 4\cos 0,5\bar{\omega} + \cos \bar{\omega})]^{1/2} = \frac{4\sigma_m \tau}{\bar{\omega}^2} (1 - \cos 0,5\bar{\omega}). \end{aligned} \quad (8)$$

Вираз (8) співпадає з одержаним у роботі [4] результатом.

Використовуючи вираз (7), дослідимо залежність амплітудно-частотного спектра імпульсу трикутної форми від параметра v , що характеризує швидкість імпульсного навантаження. Результати досліджень подано в табл. 1 та на рис. 2. Розрахунки виконано за формулами:

$$\frac{S(\bar{\omega})}{q} = \frac{1 - \cos 0,5\bar{\omega}}{0,5(0,5\bar{\omega})^2} \text{ при } v = 2;$$

$$\frac{S(\bar{\omega})}{q} = \frac{2,857}{\bar{\omega}^2} (9901 - 100\cos 0,99\bar{\omega} - 9900\cos 0,01\bar{\omega} + 99\cos \bar{\omega})^{1/2}$$

при $v = 100$;

$$\frac{S(\bar{\omega})}{q} = \frac{2,834}{\bar{\omega}^2} (249501 - 500\cos 0,998\bar{\omega} - 249500\cos 0,002\bar{\omega} +$$

$$+ 499\cos \bar{\omega})^{1/2} \text{ при } v = 500,$$

де $q = (\sigma_m \tau)/2$ – величина імпульсу трикутної форми.

Аналіз даних табл. 1 та рис. 2 показує, що за умови швидкого досягнення максимального значення імпульсу спектр зсувається в область більш високих частот.

Розглянемо залежність амплітудно-частотного спектра від часу, необхідного для розвантаження, в процесі імпульс-

Таблиця 1

Результати розрахунків амплітудно-частотних спектрів при зміні швидкості імпульсного навантаження

Безрозмірна частота $\bar{\omega}$	Амплітуда частотного спектра $S(\bar{\omega})/q$ при різних значеннях параметра v		
	$v = 2$	$v = 100$	$v = 500$
0	1	1	1
1	0,980	0,968	0,943
2	0,920	0,894	0,891
3	0,826	0,776	0,773
4	0,708	0,632	0,629
5	0,576	0,484	0,480
6	0,442	0,352	0,349
8	0,206	0,222	0,222
10	0,057	0,214	0,214
12	0,002	0,175	0,174
14	0,010	0,133	0,133
16	0,036	0,128	0,128
18	0,047	0,116	0,116
20	0,036	0,096	0,095
22	0,016	0,091	0,091
24	0,002	0,087	0,086
26	0,001	0,075	0,074

Таблиця 2

Результати розрахунків амплітудно-частотних спектрів при зміні тривалості стадії розвантаження і постійній швидкості навантаження

Безрозмірна частота $\bar{\omega}$	Амплітуда частотного спектра $S(\bar{\omega})/q$ при різних значеннях параметра τ_1	
	$\tau_1 = 100$ мс	$\tau_1 = 160$ мс
0	1	1
1	0,943	0,987
2	0,891	0,895
3	0,773	0,774
4	0,629	0,629
5	0,480	0,480
6	0,349	0,348
8	0,222	0,222
10	0,214	0,214
12	0,174	0,174
14	0,133	0,133
16	0,128	0,128
18	0,116	0,116
20	0,095	0,095
22	0,091	0,091
24	0,086	0,086
26	0,075	0,075

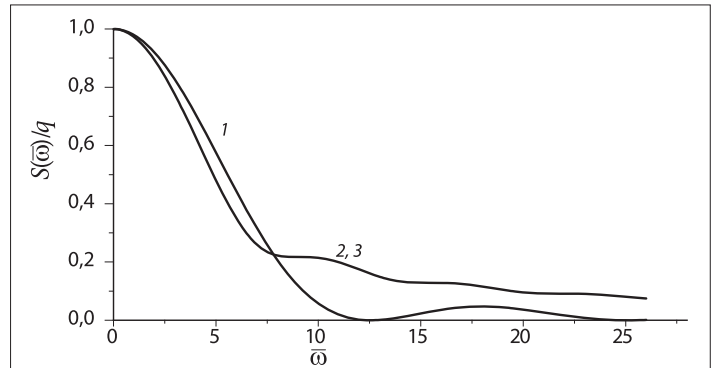


Рис. 2. Спектри імпульсів при різних значеннях параметра v : 1, 2, 3 – відповідно $v = 2, 100, 500$.

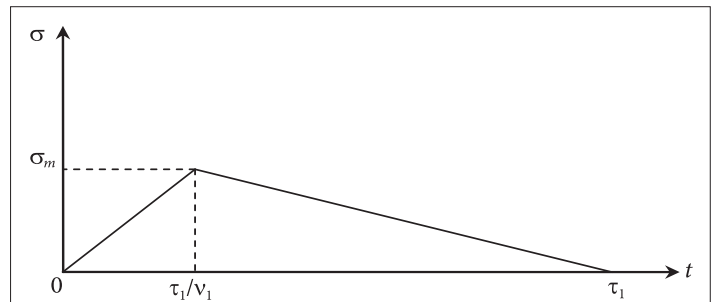


Рис. 3. Імпульс трикутної форми тривалістю τ_1 .

ної дії на гірський масив при постійній швидкості навантаження (час наростання імпульсної дії до максимуму однаковий). На рис. 3 зображено модельний імпульс, тривалість дії якого τ_1 перевищує тривалість імпульсу τ , поданого на рис. 1. Із умови $\tau/v = \tau_1/v_1$ знаходимо параметр $v_1 = (\tau_1 v)/\tau$ (якщо τ , τ_1 , v – задані).

У табл. 2 представлено результати обчислень амплітудно-частотних спектрів для імпульсів із різним часом, необхідним для розвантаження: тривалість першого імпульсу $\tau_1 = 100$ мс, $v = 500$, тривалість другого імпульсу $\tau_1 = 160$ мс, $v = 800$. Із аналізу даних табл. 2 видно, що тривалість стадії розвантаження майже не впливає на частотний склад імпульсів. Різницю помітно лише на частотах $\bar{\omega} = 1 \div 3$.

Оскільки під час проходження гірської породи високі частоти затухають значно швидше, ніж низькі [5], то для передачі енергії імпульсного навантаження у віддалені від джерела навантаження точки пласта необхідно, щоб початковий імпульс складався переважно із низьких частот. Як показали вищенаведені дослідження, цього можна досягти шляхом зменшення швидкості наростання початкового імпульсу від нульового до максимального значення.

Список літератури

1. Балакиров Ю.А., Бугай Ю.Н. Инновационные технологии в нефтегазодобыче. – К.: МНТУ, 2000. – 445 с.
2. Кристиан М., Сокол С., Константиnescу А. Увеличение продуктивности и приемистости скважин. – М.: Недра, 1985. – 184 с.
3. Мартыненко В.С. Операционное исчисление. – К.: Вища школа, 1973. – 268 с.
4. Кузьменко А.А., Воробьев В.Д., Денисюк И.И. Сейсмическое действие взрыва в горных породах. – М.: Недра, 1990. – 173 с.
5. Друкованый М.Ф., Комир В.М., Кузнецов В.М. Действие взрыва в горных породах. – К.: Наук. думка, 1973. – 184 с.

М. І. Рудий
канд. техн. наук
С. М. Рудий
НДПІ ВАТ «Укрнафта»

УДК 622.276.64

Технології дії на приви́бійну зону пласта видобувних свердловин із використанням поверхнево-активних речовин

Перші роботи з використанням поверхнево-активних речовин (ПАР) на нафтових родовищах ВАТ «Укрнафта» були пов'язані насамперед із підвищенням нафтовитисних властивостей розчинів, які нагнітали у приви́бійну зону або в поклад. Це пояснюється основною властивістю ПАР – здатністю концентруватися на межі двох фаз та покращувати витиснення залишкової нафти із порового простору. Практично всі відомі процеси збільшення нафтовилучення передбачають мобілізацію та переміщення залишкових вуглеводнів в обводнених зонах пласта. Їх мобілізацію можна здійснити підвищенням співвідношення гідродинамічних і капілярних сил, що буде визначатися так:

$$K = \frac{\mu_B \cdot V_B}{m \cdot \sigma_B}, \quad (1)$$

де K – капілярне число, μ_B – в'язкість витисного агента, V_B – швидкість нагнітання витисного агента, m – пористість, σ_B – міжфазний натяг на границі «вуглеводень (нафта, газоконденсат)–витисний агент».

Після заводнення кількість залишкових вуглеводнів у покладах може становити від 20 до 50 % і більше, а капілярне число для заводнення мати величину 10^{-6} . З метою досягнення залишкової вуглеводненасиченості, меншої за 10 %, капілярне число повинно мати величину, більшу від 10^{-2} . Аналіз співвідношення (1) показує, що підвищення в'язкості і/або швидкості нагнітання витисного агента може збільшити капілярне число лише в декілька разів, а шляхом зменшення міжфазного натягу на границі витисного агента з вуглеводнем можна його суттєво підвищити. Так, якщо міжфазний натяг між водою і рідкими вуглеводнями в пластових умовах має величину в межах 10–20 мН/м і при цьому капілярне

Для различных геолого-промысловых условий нефтяных и газовых месторождений ОАО «Укрнефть» предложены технологические схемы обработки призабойной зоны пласта (ПЗП) с использованием поверхностно-активных веществ (ПАВ) анионного и неионогенного типа (мицеллярные растворы на водной основе, жиринокс, превоцелл, сульфолон и др.). Для селективного воздействия на неоднородный по проницаемости пласт растворы ПАВ используются в комплексе с саморазрушающимися полимерными системами. Для обработки низкотемпературных скважин предлагается одновременное использование и анионного, и неионогенного ПАВ. Для предупреждения образования водонефтяной эмульсии жиринокс предлагается использовать на подкисленном водном растворе. Для выноса воды и конденсата из газовых и газоконденсатных скважин предложена технология газированного пенообразователя.

Technological schemes of bottomhole formation zone treatment with the use of anion and nonionic type surfactants (micellar water-based solutions, zhirinox, prevocel, sulfonic and others) are introduced for different geological production conditions of oil and gas fields of JSC «Ukrnafta». Surfactants are used in a complex with selfruining polymer systems for selective stimulation of heterogenetic permeable formation. Simultaneous use of anion and nonionic surfactants is proposed for low-temperature wells. To prevent the formation of water-oil emulsion it is offered to apply zhirinox based on acid water solution. Technology of gas-cut foamer is suggested to apply to water and condensate withdrawal.

число становить 10^{-6} , то для збільшення його до величини 10^{-2} необхідно міжфазний натяг зменшити в 10 000 разів. Тоді міжфазний натяг витисного агента з вуглеводнем повинен становити 10^{-3} мН/м.

Для зменшення міжфазного натягу використовують хімічні сполуки, що внаслідок позитивної адсорбції змінюють фазові й енергетичні взаємодії на поверхнях розділу «тверда поверхня–вуглеводень–вода–газ». Поверхнева активність таких сполук обумовлена як хімічною будовою, наприклад дифільністю їх молекул, так і зовнішніми факторами (характер середовища і фаз, що контактують, вміст цих сполук, температура тощо). Найбільш поширеними серед них є ПАР.

Концентрація поверхнево-активних речовин (ОП-10, сульфонол, превоцел та ін.) під час перших обробок коливалася від 0,05 до 0,5 %. У результаті їх проведення було отримано значний додатковий видобуток нафти і газу. Але збільшення кількості проведених свердловино-операцій показало, що ефективність використання поверхнево-активних речовин значною мірою залежить від геолого-промислових умов, типу і концентрації ПАР, що використовується, та інших

чинників. За понад тридцятирічну історію використання ПАР на нафтових родовищах ВАТ «Укрнафта» застосовували широкий спектр їх видів (від ОП-10 до барвоцелу) та різні технології (в цій різноманітності простежується тенденція до ускладнення самого процесу дії). Найбільш ефективними ПАР, що пройшли широкі дослідно-промислові випробування в різних геолого-промислових умовах, є мицеллярні розчини на основі нафтових сульфонатів.

Мицеллярні розчини (вказана назва є тривіальною, а тому в неповному обсязі висвітлює характеристику вказаного продукту) представляють собою складну суміш, що містить нафтовий сульфонат, вуглеводень, сульфат натрію чи амонію та воду. Завдяки мицеллярній будові розчину вказана суміш має низькі показники міжфазного натягу на межі «розчин – вуглеводень (гас, нафта)», високі значення нафтовитисної здатності розчинів у відношенні до залишкової нафти та високі показники адсорбції ПАР на поверхні породи. На рис. 1 показано ізотерми міжфазного натягу мицеллярних розчинів, приготованих із карпатолу і ГНА, на межі з нафтою Долинського нафтового родовища (для порівняння

наведено залежності міжфазного натягу від концентрації для розчинів ОП-10, сульфонолу НП-3 та їх суміші в співвідношенні як 1:1). Звідси видно, що міцелярні розчини, на відміну від таких ПАР, як ОП-10, сульфонол НП-3, мають значно нижчі показники міжфазного натягу за умови вмісту в розчинах більше ніж 2% активної речовини. Нагрівання міцелярного розчину в пластових умовах призводить до подальшого зниження міжфазного натягу. Особливо цей процес посилюється при температурах вище за 60 °С (рис. 2).

Проведений цикл вивчення нафтовитисних властивостей міцелярних розчинів показав, що 20%-на облямівка 5% його розчину може витиснути до 80% залишкової нафти, а обводненість продукції зменшуватиметься із 100 до 10%. Найкращі показники витиснення залишкової нафти міцелярними розчинами отримано для нафти Долинського родовища. Так, для даної нафти показник витиснення залишкової нафти становитиме: у разі використання продуктів мирол – 45–58%, КНС – 24–55%, сумирол – 33–75% відповідно. Тобто, будь-який міцелярний розчин (незалежно від способу отримання) в умовах Долинського родовища забезпечує достатньо високі показники витиснення, що підтвердило впровадження трьох продуктів (карпатол, мирол, КНС) на нафтових родовищах НГВУ «Долина нафтогаз». Високі показники витиснення залишкової нафти у разі використання міцелярних розчинів отримано також для нафт Битківського (15–64%) та Бугруватівського (32–56%) родовищ. Для реш-

ти досліджених нафт вказаний показник не перевищує 45%.

На основі проведених експериментів для дії на привибійну зону нафтонасичених пластів автори пропонують використовувати 5%-ний (за активною речовиною) міцелярний розчин, що пов'язано зі зниженням міжфазного натягу та зростанням нафтовитисних властивостей розчину з підвищенням концентрації нафтових сульфонатів. Технологія дії полягає в наступному. Концентрат міцелярного розчину розбавляють прісною водою до необхідної концентрації. Перемішують до утворення однорідної суміші. У привибійну зону пласта нагнітають запланований об'єм міцелярного розчину. Протиснення розчину здійснюють пластовою або прісною водою, обробленою ПАР, чи нафтою. Міцелярний розчин залишають у пласті на 6–24 год для руйнування водонафтових емульсій та капілярного просочування в низькопроникні зони пласта.

Метод дії на привибійну зону пласта міцелярними розчинами в БАТ «Укрнафта» впроваджується з 1982 р. в основному на родовищах НГВУ «Долина нафтогаз». За цієї технології було проведено понад сто обробок із використанням карпатолу. За період із 1982 по 1994 рр. на родовищах НГВУ здійснено 102 обробки ПЗП міцелярними розчинами, за рахунок чого додатково видобуто 58,5 тис. т нафти. Найбільшу кількість обробок здійснено і найкращі результати одержано зі свердловин еоценового поклада Долинського родовища, де додатковий видобуток нафти становить у середньому

по 760 т на одну операцію. Дещо гірші показники мають свердловини еоценового покладу Північнодолинського родовища – по 491 т додатково видобутої нафти на одну операцію. Технологічна ефективність обробок свердловин менілітового покладу на Долинському, Струтинському і Спаському родовищах значно нижча і становить відповідно 160, 130 і 82 т додатково видобутої нафти на одну обробку. Успішність обробок ПЗП міцелярними розчинами на всіх родовищах висока (77,5–85,7%), а тривалість ефекту становить у середньому 109 діб. У зв'язку з припиненням виробництва карпатолу з 1996 р. на родовищах БАТ «Укрнафта» застосовують тільки мирол та КНС.

Для досягнення максимальної глибини дії у разі використання мінімальної кількості міцелярного розчину його нагнітання здійснюють двома порціями: на початку використовують 5%-ний (за активною речовиною) міцелярний розчин, після чого нагнітають міцелярний розчин, що містить 2–3% нафтових сульфонатів [1]. Вказана кількість нафтових сульфонатів у другій порції є достатньою для максимального зниження міжфазного натягу, а втрати на адсорбцію ПАР на поверхні порових каналів є мінімальними, так як основна кількість ПАР вже адсорбувалася з першої порції міцелярного розчину. Таким чином, друга порція міцелярного розчину одночасно виконує роль і активного розчину, і протискувальної рідини.

Досвід використання звичайних міцелярних розчинів в умовах Долинського нафтопромислового району показав, що хоча ефективність повторних обробок є достатньо високою, але вона поступово зменшується зі збільшенням кількості проведених обробок. Основною причиною цього є обробка тих самих інтервалів продуктивного пласта без суттєвого збільшення об'ємів розчину, що нагнітається у пласт. Тому для підвищення ефективності дії міцелярних розчинів у ході повторної обробки необхідно розробити нові технології, що враховували б неоднорідність колектора за проникністю. Найпростіший шлях розв'язання цього завдання є порційне нагнітання міцелярного розчину в комплексі з тимчасово блокуючою рідиною. Завдяки такій технології забезпечується поетапний вплив міцеляр-

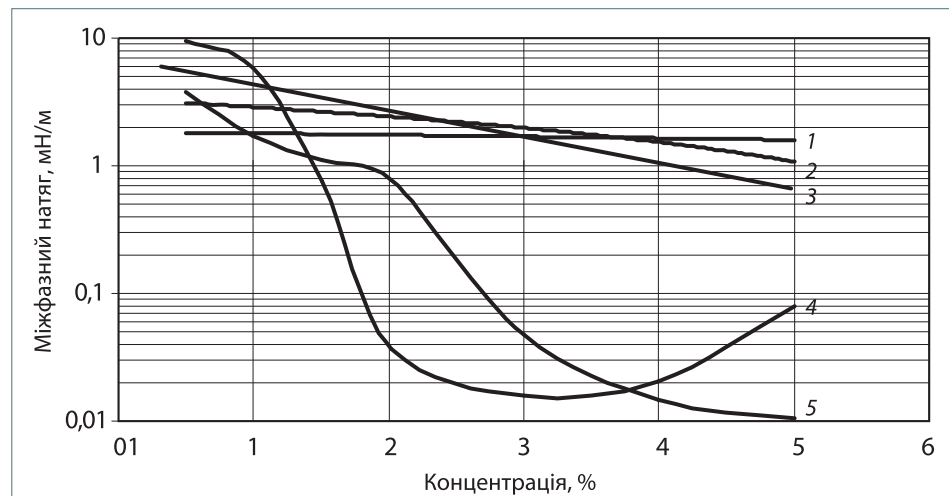


Рис. 1. Ізотерми (20 °С) міжфазного натягу розчинів ОП-10 (1), суміші ОП-10 і сульфонолу (2), сульфонолу (3), карпатолу (4) і ГНА (5) на межі з нафтою Долинського родовища.



ного розчину на пропластки з різною проникністю за рахунок тимчасового блокування вже обробленого пласта. Як тимчасово блокуючу рідину для використання у таких обробках було запропоновано саморуйнівну полімерну систему, в основі якої суміш полімерного розчину та деструкційного агента. За наявності деструкційного агента при пластових температурах розчин буде руйнуватися, тобто поступово втрачатиме свою в'язкість. При цьому показник в'язкості буде змінюватися від в'язкості полімерного розчину до в'язкості чистої води. Залежно від температури та концентрації деструкційного агента час термоокисlotної деструкції полімеру може становити від 15 хв до 7 діб. Окрім зменшення в'язкості, також відбувається збільшення коефіцієнта відновлення проникності пласта до 95–100 %.

Суть запропонованої технології полягає в послідовному нагнітанні у пласт міцелярного розчину, саморуйнівної полімерної системи та міцелярного розчину упродовж декількох циклів [2]. Як саморуйнівну рідину використовували суміш 0,1–3 %-ного водорозчинного полімеру, який під час деструкції утворює водорозчинні компоненти, та 0,2–5 %-ного деструкційного агента. Під час проведення вказаної технології відбувається нагнітання міцелярного розчину та саморуйнівної полімерної системи у високопроникний пропласток. Завдяки створенню високов'язкого буфера друга порція міцелярного розчину проникає виключно у низькопроникний пропласток. У процесі освоєння свердловини завдяки руйнуванню полімеру буде спостерігатися деблокування високопроникних зон, що забезпечує відновлення роботи всього продуктивного розрізу видобувної свердловини.

Впровадження даного способу проводилося виключно на нафтових родовищах НГВУ «Долина нафтогаз».

Переважно для обробки тільки низькопроникних пропластків, наприклад за наявності обводненого високопроникного пропластка, автори статті пропонують нагнітання міцелярного розчину здійснювати двома порціями, перша з яких додатково містить гамма-опромінений поліакриламід (ПАА) (полімер «Полікар»). В основі даної технології є здатність гамма-опроміненого

ПАА блокувати перфораційні канали пластів, де відбувається фільтрація розчину на першому етапі, і не проникати у поровий простір продуктивного пласта [3]. Завдяки цьому в процесі експлуатації свердловини самочинно відбуватиметься деблокування пластів. Запропонована технологія пройшла дослідно-промислові випробування на нафтових родовищах НГВУ «Долина нафтогаз».

Випробування синтетичних ПАР для дії на привибійну зону нафтових свердловин розпочато в Долинському нафтопромисловому районі з використання суміші сульфону та ОП-10 або превоцелу із концентрацією у водному розчині 1–3 %. Проведені протягом 80–90 років минулого століття роботи підтвердили той факт, що вказані розчини як за нафтовитисними експериментальними, так і за промисловими даними поступаються міцелярним розчинам. Однак їх застосування є достатньо ефективним, що можна порівняти з ефективністю таких робіт, як кислотні обробки.

На основі проведених лабораторних досліджень концентрацію ПАР у водному розчині під час її дії на привибійну зону запропоновано збільшити до 5 %. Дослідно-промислові випробування таких висококонцентрованих розчинів ПАР довели ефективність їх застосування. Але під час використання жириноксу на двох родовищах ВАТ «Укрнафта» було встановлено, що вказаний продукт у разі контакту з нафтою утворює емульсію, що ускладнює експлуатацію свердловини. Пошук шляхів руйнування вказаної емульсії при пластових температурах показав, що підкислення системи призводить до поступового розкладу емульсії. Тому для Долинського та Решетняківського родовищ (характеризуються утворенням водонафтової емульсії в присутності жириноксу) автори пропонують використання жириноксу за видозміненою технологією. З метою зменшення контакту з нафтою 5 %-ний розчин жириноксу нагнітають у пласт між порціями підкисленого розчину жириноксу [4]. Досвід використання запропонованої технології в умовах Долинського родовища підтвердив зроблений нами висновок, що підкислення розчину жириноксу запобігає утворенню водонафтової емульсії. У жодній зі свердловин, де проводили обробки з ви-

користанням жириноксу, не спостерігалось утворення водонафтової емульсії. Використання жириноксу для умов Долинського родовища дещо поступається міцелярним розчинам за своєю ефективністю, яка разом із тим є достатньо високою.

Досвід використання міцелярних розчинів на Спаському та Струтинському родовищах показав, що їх ефективність тут значно поступається ефективності їх дії на Долинському або Північнодолинському родовищах. Особливістю цих родовищ є низькі пластові температури (40–50 °C) та наявність у нафті значної кількості асфальтосмолопарафіністих речовин. Такі умови спричиняють випадання важких компонентів нафти вже у привибійній зоні. Низькі пластові температури послаблюють можливість ефективного відмивання вуглеводневих відкладів міцелярними розчинами. Тому для умов низькотемпературних родовищ автори пропонують обробку поверхнево-активними речовинами здійснювати циклічно із застосуванням різних розчинів ПАР за механізмом відмивання. Наприклад, для Спаського та Струтинського родовищ дію на продуктивний пласт потрібно чинити послідовно, використовуючи 5 %-ний розчин жириноксу або прогаліту, а потім уже міцелярний розчин [5]. Застосування жириноксу та прогаліту пов'язано з їх здатністю ефективно відмивати залишкову нафту за низьких температур та диспергувати або розчиняти важкі компоненти нафти, що відклалися на поверхні породи. Міцелярний розчин, що нагнітають услід, буде відмивати ті компоненти, що не відмиті під час використання неіоногенних ПАР, та руйнувати водонафтові емульсії. Дослідно-промислові випробування запропонованої технології у свердловинах Струтинського та Спаського родовищ дали змогу підняти додатковий видобуток нафти на 100–200 т порівняно з технологією із використанням лише міцелярних розчинів.

Особливе місце серед методів дії з використанням ПАР займають обробки газових та газоконденсатних свердловин. На відміну від обробок нафтових свердловин, нагнітання ПАР повинно забезпечити нормальну роботу газової свердловини за рахунок винесення

сення з вибою та привибійної зони води та конденсату, що осідають там у процесі експлуатації і знижують дебіт свердловини. Під час переходу свердловин на пізню стадію експлуатації ПАР повинні також забезпечувати зниження припливу пластової води. Винесення води та конденсату з газової свердловини досягається як за рахунок їх солюбілізації у водному розчині ПАР, так і за рахунок переходу у структуру пінної системи.

Першою технологією в цьому напрямі був спосіб, що включав послідовне нагнітання у пласт водопоглинача (метанолу) та циклічне нагнітання метанольного розчину поверхнево-активної речовини, диспергованої газоподібним агентом із продавлюванням кожного циклу вуглеводневим газом високого тиску [6]. Як ПАР використовували ТЕАС-М при концентрації 0,5 %, а як газоподібний агент – той же вуглеводневий газ. Застосування даного способу забезпечувало висушування продуктивного пласта від води за допомогою нагнітання метанолу окремо у складі пінної системи і обробку продуктивного пласта на значній глибині за рахунок використання пінної системи та її додаткового протискування вуглеводневим газом, що не перешкоджає проникності газового пласта. Дослідно-промислові випробування та подальше впровадження запропонованої технології підтвердили високу її ефективність. У результаті отримано високий коефіцієнт успішності (понад 80 %) та значний приріст видобутку газу та конденсату.

Використання даного способу показало, що, незважаючи на високу ефективність, він має і деякі недоліки: по-перше, під час контакту метанолу з високомінералізованою водою у пластових умовах відбувається висалювання солей із пластової води, що призводить до блокування пласта; по-друге, пінна система на основі метанолу має низькі значення піноутворюючої здатності, оскільки метанол є піногасником; по-третє, низька концентрація ПАР у розчині не розрахована на значні глибини обробки пласта та втрати на адсорбцію ПАР на поверхні породи. Тому для підвищення ефективності таких обробок автори пропонують технологію дії проводити наступним чином. У пласт послідовно нагнітають газо-

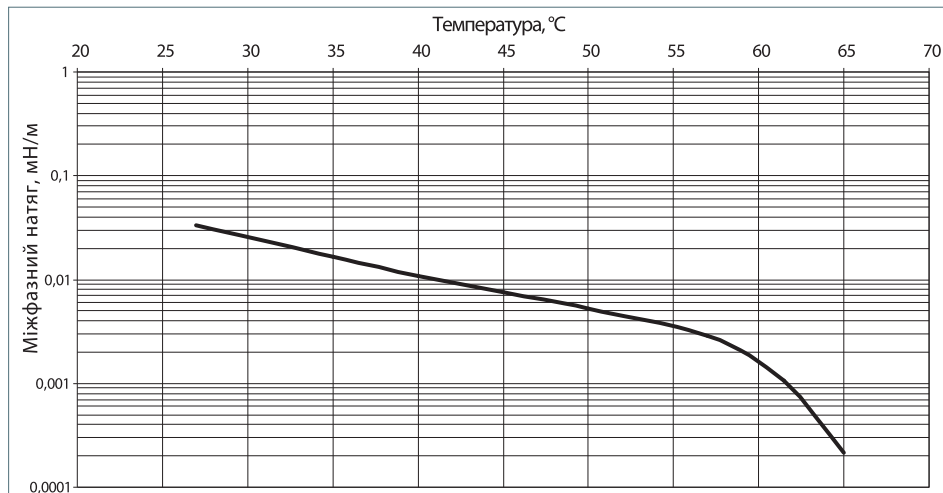


Рис. 2. Вплив температури на міжфазний натяг 5 % водного розчину карпатоли на межі з нафтою Долинського родовища.

ваний підкислений (до 3 %-ної соляної кислоти) розчин метанолу, вуглеводневий газ із високим тиском, циклічно газований розчин суміші ПАР та спирту (0,5–10 % ПАР із піноутворюючими та гідрофобізуючими властивостями, 3–30 % етиленгліколю або діетиленгліколю та пластова вода) і вуглеводневий газ із високим тиском. При цьому для повного адсорбування ПАР на поверхні нагнітання газованого спиртового розчину ПАР та його протискування здійснюють у декілька етапів, із різними процентними концентраціями ПАР та спирту в кожному циклі закачування, а також витримуючи в часі на кожному етапі [7]. Підкислення метанолу соляною кислотою попереджує висалювання солей із пластової води із мінералізацією понад 100 г/л, підвищує стабільність пінної системи та спінювання конденсату за рахунок використання етилен- або діетиленгліколю. Підвищення концентрації ПАР до 5–10 % у першій порції та витримування на адсорбцію дає можливість адсорбувати на віддалі від вибою значну кількість ПАР, що під час наступної експлуатації свердловини буде надходити у потік пластових флюїдів і покращувати роботу газової свердловини. Використання даного способу, названого технологією газованого піноутворювача, дало змогу підтримувати успішність проведених робіт на такому ж рівні, як і під час застосування прототипу. Додатковий видобуток газу та конденсату, незважаючи на ускладнення умов видобутку, також залишається на високому рівні.

Список літератури

1. Пат. №28760А Україна, МКВ Е21В 43/27. Спосіб обробки привибійної зони свердловини/Підприємство «Охтирка-нафтогаз» ВАТ «Укрнафта»//Лиллак М.М., Рудий М. І., Копичко В.С. та ін. – Оpubл. 16.10.2000, Бюл. № 5-II.
2. Пат. №20548А Україна, МКВ Е21В 43/27. Спосіб хімічної обробки пластів/Підприємство «Долинанфтогаз» ВАТ «Укрнафта»//Петриняк В.А., Рудий М. І., Касянчук В.Г. та ін. – №96114237. – Оpubл. 15.07.97.
3. Пат. №34127 Україна, МКВ Е21В 43/22. Спосіб обробки неоднорідних по проникності продуктивних шарів/НГВУ «Долинанфтогаз» ВАТ «Укрнафта»//Гнип М.П., Петриняк В.А., Рудий М. І. та ін. – Оpubл. 17.01.05, Бюл. № 1.
4. Пат. №42133А Україна, МКВ Е21В 43/27. Спосіб та розчин для обробки привибійної зони пласта/НГВУ «Долинанфтогаз» ВАТ «Укрнафта»//Касянчук С.В., Гнип М.П., Рудий М. І. та ін. – Оpubл. 15.10.01, Бюл. № 9.
5. Пат. №34227А Україна, МКВ Е21В 43/22. Спосіб обробки низькотемпературних свердловин/НГВУ «Долинанфтогаз» ВАТ «Укрнафта»//Гнип М.П., Петриняк В.А., Рудий М. І. та ін. – Оpubл. 15.02.01, Бюл. № 1.
6. А.с. 1677278 СССР. МКВ Е21В 43/22. Спосіб обробки призабойної зони пласта/Егер Д.А., Козак К.И., Кись О.Н. и др. – Оpubл. 15.09.91, Бюл. № 34.
7. Пат. №20547А Україна, МКВ Е21В 43/27. Спосіб обробки привибійної зони продуктивних шарів/Підприємство «Полтаванфтогаз» ВАТ «Укрнафта»//Глушко Є. А., Козак К.Г., Рудий М. І. та ін. – Заявл. 24.09.96; Оpubл. 15.07.97.

О. М. Зазуляк

В. Б. Рушак

С. Ю. Асєєв

НДПІ ВАТ «Укрнафта»

УДК 622.276: 622.32

Експрес-метод визначення оціночних параметрів привибійної зони нафтових і нагнітальних свердловин

Під час планування заходів із інтенсифікації видобутку вуглеводнів необхідно знати параметри, що характеризують стан привибійної зони свердловин. Для його оцінки використовують такі величини, як скін-ефект, втрати депресії (репресії) через скін-ефект, коефіцієнти досконалості свердловини та відношення продуктивностей, які визначають за даними проведених гідродинамічних досліджень (кривими відновлення/падіння вибієного тиску) [1].

На сьогодні існує багато гідродинамічних методів обробки кривих відновлення тиску, однак їх використання пов'язано із громіздкими обчисленнями. Це зумовлює великі затрати праці й часу та ускладнює своєчасне отримання інформації про фізичні параметри пласта.

Для розрахунку фільтраційних параметрів привибійної та віддаленої зон пласта за результатами гідродинамічних досліджень на неусталеному режимі фільтрації використовують значення ємнісних характеристик, властивостей флюїдів і дебітів рідини.

У ряді випадків під час проведення дослідження свердловин дебіт рідини визначити неможливо або його визначають із досить великою похибкою. Це пов'язано з особливостями експлуатації свердловин і технічним станом свердловинного обладнання.

Предложен экспресс-метод определения оценочных параметров призабойной зоны нефтяных и нагнетательных скважин по кривой восстановления забойного давления при неизвестном дебите жидкости.

It is suggested an express-method of evaluating well bottom zone parameters of oil production and injection wells by a pressure buildup test analysis in case of an unknown well flow rate.

Запропонований експрес-метод дає змогу визначати стан привибійної зони нафтових і нагнітальних свердловин за кривою відновлення (падіння) вибієного тиску (КВТ або КПТ) при невідомому дебіті (приймальності) рідини. У цьому методі прийнято одне припущення: величина радіуса контуру живлення дорівнює половині відстані між свердловинами [2].

Фактичні КВТ (КПТ) у закритій свердловині містять дані про наявність і характер змін у фільтраційних параметрах, а також у розкритих свердловинах та охоплених процесом фільтрації пластах у напрямку від стінок свердловини до границь її впливу.

Послідовність визначення оціночних параметрів пласта за експрес-методом така [1]:

1. За результатами дослідження свердловини на неусталеному режимі фільтрації (КВТ або КПТ) визначають темп відновлення тиску:

$$\Delta P_t = |P_t - P_{t_0}|, \quad (1)$$

де P_t – поточний вибієний тиск на момент часу t , МПа; P_{t_0} – початковий вибієний тиск на момент створення депресії (репресії) у закритій свердловині, МПа.

Порівняльна характеристика методів оцінки стану привибійної зони за даними гідродинамічних досліджень свердловин Анастасіївського родовища

Номер свердловини	Горизонт	Дата дослідження	За методом дотичної				За експрес-методом			
			S	ΔP_S , МПа	δ	$K_{ВП}$	S	ΔP_S , МПа	δ	$K_{ВП}$
видобувні свердловини										
14	B-19	28.04.2006 р.	10,22	11,96	0,39	0,37	9,7	11,32	0,4	0,4
74	B-20	21.05.2006 р.	2,1	0,54	0,73	0,74	2,12	0,55	0,73	0,73
96	B-15	17.09.2007 р.	7,41	2,9	0,52	0,52	7,57	2,96	0,51	0,51
104	B-19	10.12.2004 р.	2,67	1,39	0,74	0,74	2,7	1,4	0,74	0,74
108	B-19	08.03.2007 р.	4,94	3,71	0,6	0,61	4,83	3,62	0,61	0,61
нагнітальні свердловини										
29	C-4	03.01.2007 р.	4,77	4,96	0,65	0,65	5,03	5,23	0,63	0,63
72	C-4	04.01.2007 р.	1,14	1,48	0,87	0,87	1,08	1,42	0,88	0,88
79	C-4	14.03.2006 р.	1,85	1,82	0,81	0,8	1,85	1,83	0,81	0,81
115	C-4	26.06.2006 р.	0,98	1,25	0,9	0,9	1,05	1,36	0,88	0,89

2. За одержаними даними будують залежність $\Delta P_t - \lg t$ (рисунок).

3. Із графіка $\Delta P_t - \lg t$ визначають: депресію (репресію) на пласт

$$\Delta P = |P_{\text{пл}} - P_{t_0}|, \quad (2)$$

де $P_{\text{пл}}$ – поточний пластовий тиск, МПа; кутовий коефіцієнт кінцевого прямолінійного відрізка графіка відновлення вибірного тиску

$$i = \operatorname{tg} \alpha = \frac{\Delta P_{(t_2)} - \Delta P_{(t_1)}}{\lg t_2 - \lg t_1}; \quad (3)$$

скін-ефект

$$S = \frac{1,15 \Delta P}{i} - \ln \frac{R_k}{r_c}, \quad (4)$$

де R_k – радіус контуру живлення, м; r_c – радіус свердловини по долоту в зоні перфорації, м;

втрати депресії (репресії) через скін-ефект

$$\Delta P_S = 0,87Si; \quad (5)$$

коефіцієнт досконалості свердловини

$$\delta = \frac{\ln \frac{R_k}{r_c}}{1,15 \frac{\Delta P}{i}}; \quad (6)$$

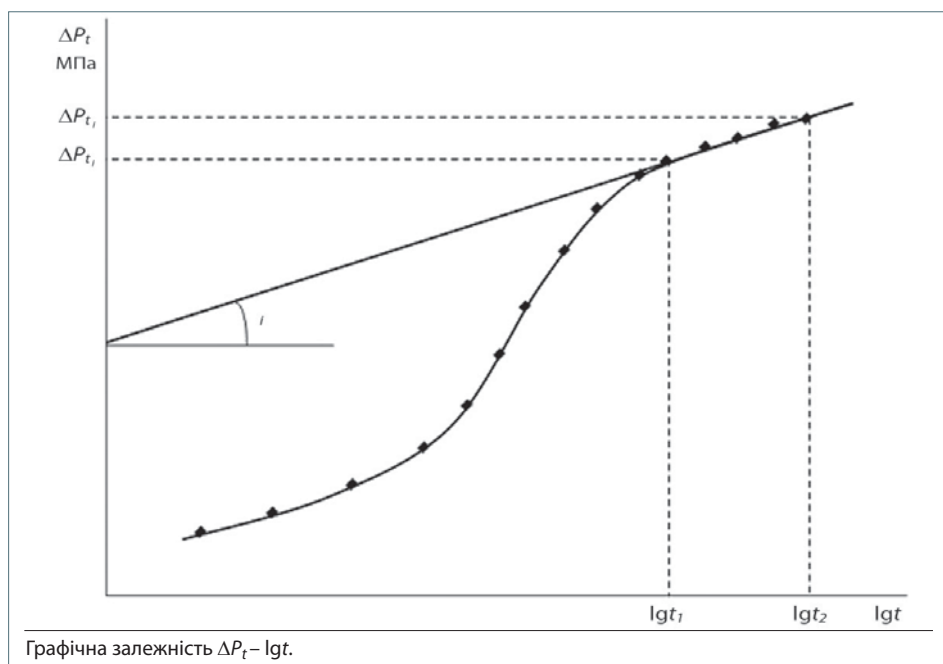
коефіцієнт відношення продуктивностей (приймальностей)

$$K_{\text{ВП}} = \frac{K}{K_{\text{п}}} = \frac{|P_{\text{пл}} - P_{t_0}| - \Delta P_S}{|P_{\text{пл}} - P_{t_0}|}, \quad (7)$$

де K , $K_{\text{п}}$ – відповідно поточний та потенційний коефіцієнти продуктивності, т/(д·МПа).

Експрес-метод реалізується в програмному комплексі gidroEXP [3], що дає змогу оперативно проводити розрахунок і аналіз необхідних параметрів, у т. ч. із урахуванням накопичених даних за весь період експлуатації свердловин нафтових родовищ.

У таблиці наведено результати гідродинамічних досліджень нафтових



і нагнітальних свердловин Анастасіївського родовища НГВУ «Охтиркангаз», отримані методом дотичної та експрес-методом. Порівняння даних показало, що похибка у визначенні оціночних параметрів привибійної зони з відомим і невідомим дебітами не перевищує 10 %. Це підтверджує можливість широкого застосування зазначеного експрес-методу під час оцінки стану привибійної зони нафтових і нагнітальних свердловин.

Отже, експрес-метод дає змогу: визначати оціночні параметри привибійної зони свердловини з невідомим дебітом (приймальністю);

оперативно оцінювати стан привибійної зони;

визначати доцільність і технологічну ефективність обробки свердловини.

Список літератури

1. Гидродинамические исследования скважин и методы обработки результатов измерений/Р.С. Хисамов, Э.И. Сулейманов, Р.Г. Фархуллин и др. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2000. – 228 с.
2. Минеев Б. П. Определение параметров пласта по кривым восстановления давления с учетом гидродинамического несовершенства скважин//Нефтепромысловое дело. – 1976. – № 6. – С. 12–14.
3. Свідцтво про реєстрацію авторського права на твір № 17242. Комп'ютерна програма «Накопичення та інтерпретація результатів гідродинамічних досліджень свердловин на усталених і неусталених режимах фільтрації (gidroEXP)»/Зауляк О.М., Асєєв С. Ю.

Підсумки роботи НАК «Нафтогаз України» за 2008 рік

ПЕРЕРобКА ГАЗУ ТА НАФТИ

Переробка газу і газового конденсату здійснюється на газопереробних заводах Компанії. Шебелинський газопереробний завод, що входить до складу ДК «Укргазвидобування», випускає неетиловані бензини А-92, А-95 та А-98, дизельне паливо, скраплений нафтовий газ (СНГ) та розчинники для лакофарбової промисловості. СНГ виробляється також на Яблунівському газопереробному заводі, Селецинській установці стабілізації конденсату та технологічній установці переробки газу Юліївського газоконденсатного родовища. Основною продукцією Гнідинцівського,

Качанівського та Долинського заводів, що входять до складу ВАТ «Укрнафта», є скраплений нафтовий газ (СНГ) та стабільний газовий бензин. За 2008 р. підприємствами Компанії вироблено 670 тис. т світлих нафтопродуктів, 415,1 тис. т пропан-бутану та 254,8 тис. т стабільного бензину. До сфери управління НАК «Нафтогаз України» належить і розвинена мережа автомобільних газонаповнювальних станцій (АГНКС). Мережа налічує 91 станцію, що спроможні заправити до 75 тис. автомобілів на добу стисненим природним газом. Всього в 2008 р. нафто- та газопереробними заводами в Україні було вироблено 3217 тис. т бензинів, 3 216 тис. т дизпалива, 2 270 тис. т мазуту та 800 тис. т пропан-бутану.

Богдану Олексійовичу Клюку – 60



3 лютого 2009 р. виповнилося 60 років одному з лідерів української газової промисловості – Богдану Олексійовичу Кляку. Народився ювіляр у м. Тлумач на Прикарпатті. Після закінчення у 1972 р. Івано-Франківського інституту нафти і газу він працював на інженерних посадах у київському інституті «УкрНДІПНД» та об'єднанні «Укргазпром», а з 1977 р. – у Західному Сибіру, де пройшов шлях від машиніста технологічних компресорів до начальника виробничого відділу з експлуатації магістральних газопроводів і ГРС виробничого об'єднання «Сургуттрансгаз».

Згодом досвідченого спеціаліста призначають на посаду заступника генерального директора, а потім головного інженера, першого заступника генерального директора об'єднання «Сургутгазпром» – великого промислового комплексу, що охоплював об'єкти як видобування та переробки газу і конденсату, так і багатониткової системи газопроводів, через яку величезний

потік газу з тюменської півночі транспортується до центру Росії, України та інших європейських країн.

Працюючи над вирішенням складних проблем видобування та транспортування газу в суворих кліматичних умовах, Богдан Олексійович проявив себе талановитим інженером і здібним організатором виробництва. Поєднуючи оперативну виробничу діяльність із притаманним йому творчим підходом, він стає автором низки статей у науково-технічних журналах, співавтором 5 монографій, присвячених транспортуванню природного газу та газового конденсату, 12 винаходів. У Сибіру Б. О. Кляк написав основну частину кандидатської дисертації. Його праця, відзначена державною нагородою Росії – медаллю «За освоєння недр Сибіру», стала вагомою часткою величезного інтелектуального та матеріального внеску України в освоєння Західносибірського нафтогазового комплексу, сприяла міжнародному престижу українських фахівців.

Організаторські та інженерні здібності і здобутки Б. О. Кляка було помічено, і в кінці 1994 р. його запрошують на посаду голови правління АТ «Укргазпром».

Обійнявши відповідальний пост у вкрай напружений період, він багато зробив для збереження та стабільного функціонування великого і складного газового господарства України. Газовий комплекс став своєрідним донором країни, що в умовах економічної кризи та масових неплатежів безперервно забезпечував блакитним паливом споживачів. Завдяки особистому високому авторитету Богдана Олексійовича на належному рівні підтримувалися ділові стосунки як із російським ВАТ «Газпром» та іншими постачальниками газу в Україну, так і з європейськими компаніями-імпортерами газу.

Паралельно Б. О. Кляк продовжував наукову роботу, завершив і в 1997 р. захистив кандидатську дисертацію, а згодом видав нову монографію, в якій узагальнив свої творчі пошуки з оптимізації спорудження та експлуатації магістральних газопроводів в ускладнених умовах, акцентувавши увагу на забезпеченні захисту довкілля. У 1998 р. йому присвоєно звання почесного професора Івано-Франківського національного технічного університету.

Після реорганізації управління нафтогазового комплексу Б. О. Кляк працював заступником голови правління НАК «Нафтогаз України», старшим віце-президентом ТОВ «ІТЕРА Холдинг». У 2001 р. його призначено заступником державного секретаря, потім заступником міністра палива та енергетики України, заступником голови правління НАК «Нафтогаз України». З 2006 р. Богдан Олексійович – директор Управління «Укрнафтогаз», згодом директор із питань науки та технічного прогресу ДК «Укртрансгаз». Зараз він займає посаду заступника директора ДК «Укртрансгаз» із науково-технічної діяльності та перспективного розвитку.

Богдан Олексійович Кляк користується великим авторитетом серед науково-технічної громадськості нафтогазової галузі. Він є членом редакційної колегії журналу «Нафтова і газова промисловість», дійсним членом Української нафтогазової академії, а у листопаді 2008 р. на загальних зборах академії його обрано Президентом цієї авторитетної громадської організації.

Бажаємо шановному ювіляру міцного здоров'я, творчої наснаги та подальшої плідної роботи на благо нашої Вітчизни.

Друзі, колеги,
редакція журналу
«Нафтова і газова промисловість»

Ю.О. Зарубін
докт. техн. наук
ДП «Науканафтогаз»
Д.О. Єгер
докт. техн. наук
О.В. Таран
Державна податкова
адміністрація України

Можливості довгострокового прогнозу видобутку нафти і газу в Україні

УДК 622.32.001.18 (477)

У 2005 р. прийнято Енергетичну стратегію України на період до 2030 р., що передбачає зміцнення енергетичної складової економіки країни, у тому числі за рахунок значного збільшення ресурсної бази видобутку вуглеводнів та відповідного нарощування їх видобутку.

Короткотермінові прогнози рівнів видобутку нафти чи газу мають високу вірогідність завдяки значній інерційності процесів розвідування та освоєння запасів вуглеводнів, що зумовлює успішну поточну організацію нафтогазового виробництва.

Неминуче наближення періоду, коли подальше нарощування видобутку буде обмежуватися вичерпаністю природних ресурсів нафти і газу, очевидне. Це стосується як окремих нафтогазовидобувних країн, так і світу в цілому. За різними оцінками, подальше нарощування видобутку нафти в світі буде неможливим протягом найближчих десятиріч. Менш критична ситуація з природним газом, скорочення обсягів видобутку якого в найближчій перспективі не прогнозують. Тому з метою форму-

В статье в основу попытки долгосрочного прогнозирования добычи нефти и газа положены современные представления о ресурсной базе углеводородов Украины, обобщен собственный и мировой опыт разведки и разработки месторождений нефти и газа.

Modern view of hydrocarbon recourse base of Ukraine is taken in the attempt of long-term predicting of oil and gas production. Native and world experience in exploration and production of oil and gas fields is generalized.

вання гнучкої державної та галузевої стратегії власних можливостей України щодо освоєння вуглеводневих ресурсів вкрай необхідно мати достатньо коректні довгострокові прогнози рівнів видобутку нафти чи газу та їх оцінку порівняно з основними нафтогазовидобувними країнами світу.

У статті зроблено першу спробу такого прогнозу, в основу якого покладено сучасні уявлення про ресурсну базу видобутку вуглеводнів України, власний і світовий досвід із розвідки та розробки родовищ нафти і газу.

До основних чинників, що визначають динаміку видобутку нафти і газу, можна віднести: потенційну ресурсну базу видобутку вуглеводнів, темпи її розвідування і введення у промислове освоєння, темпи, з якими ці запаси розробляються. На цьому і базується методика довгострокового

прогнозу видобутку нафти і газу.

У загальному вигляді функцію, яку зручно назвати еволюцією системи з обмеженими ресурсами, можна записати:

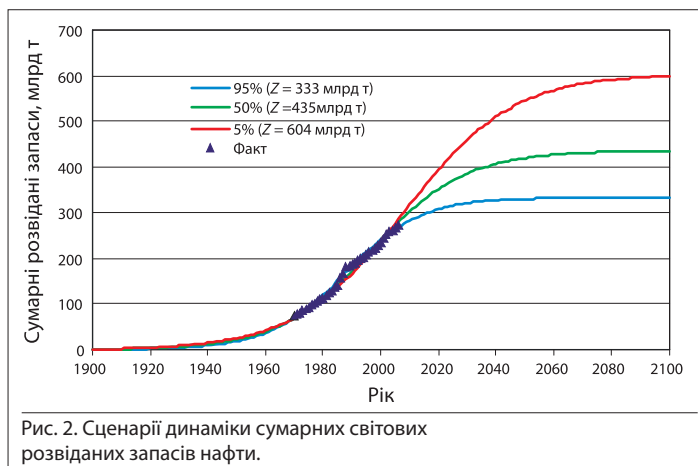
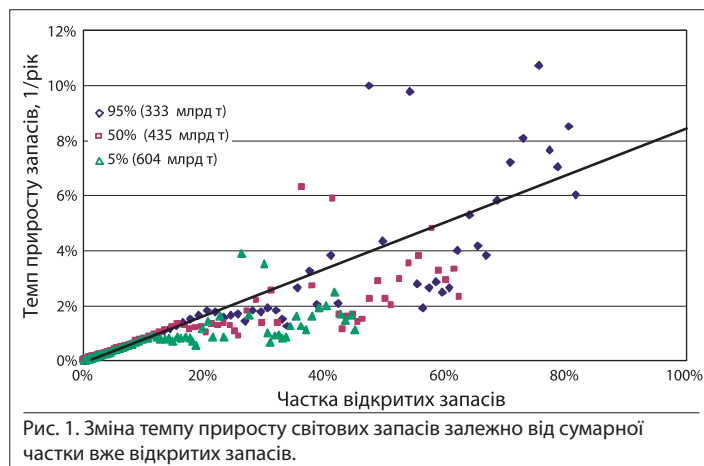
$$\frac{1}{1-y} \frac{dy}{dt} = f(y), \quad (1)$$

де y – частка залишкового ресурсу від його початкової величини, а відповідно її похідна – швидкість його використання; $f(y)$ – деяка апроксимуюча функція; t – часова координата.

Диференціальне рівняння (1) має загальний розв'язок, що проходить через точку (η, τ) , такого вигляду:

$$\int_{\eta}^y \frac{dy}{(1-y)f(y)} = t - \tau. \quad (2)$$

Конкретизацію апроксимуючої функції може бути здійснено на підставі аналізу фактичних динамічних даних еволюції конкретних систем.





На рис. 1 показано залежності темпу річних приростів запасів нафти як частки від їх нерозвіданого залишку в цілому у світі, базуючись на оцінках USGS [1] загальної величини запасів у світі для трьох варіантів 333, 435 і 604 млрд т, вірогідність яких 95, 50 і 5 % відповідно. Достатньо виражений лінійний характер залежностей дає можливість розглядати функцію еволюції об'ємів розвіданих запасів у вигляді

$$\frac{1}{Z-R} \frac{dR}{dt} = a + b \frac{Z}{R}, \quad (3)$$

де Z – загальний кінцевий об'єм запасів; R – сумарна величина вже відкритих запасів на момент часу t ; a , b – коефіцієнти.

Якщо початкова умова $R(t=0) = 0$, рівняння (3) має розв'язок

$$R(t) = Z \frac{1 - \exp[-(a+b)t]}{1 + \frac{a}{b} \exp[-(a+b)t]}, \quad a > 0. \quad (4)$$

Відповідно, швидкість відкриття нових запасів визначають за формулою

$$r(t) = Z \frac{(a+b)^2 [-\exp[-(a+b)t]]}{b \left[1 + \frac{a}{b} \exp[-(a+b)t] \right]^2}, \quad a > 0. \quad (5)$$

На прикладі світових запасів нафти на рис. 2 та 3 показано апроксимуючі якості залежностей (4) і (5) та можливі сценарії подальшої динаміки їх приросту.

Динаміка видобутку нафти з окремого родовища може бути апроксимована наступним еволюційним рівнянням:

$$\frac{q(t)}{Z-Q(t)} = a \left[\frac{Q(t)}{Z} \right] \exp \left[b \left(1 - \frac{Q(t)}{Z} \right) \right], \quad (6)$$

де $Q(t)$ – накопичений видобуток; $q(t)$ – миттєвий видобуток (надалі – річний); Z – кінцеві видобувні запаси; t – тривалість розробки родовища; a , b – коефіцієнти.

Перехід від рівняння (6) до зміни показників видобутку в часі з урахуванням того, що

$$q(t) = \frac{dQ(t)}{dt}, \quad (7)$$

можна здійснити шляхом чисельного диференціювання або інтегрування:

$$\Delta t = \frac{\Delta Q(t)}{q(t)} \quad \text{або} \quad t = \int_0^{Q(t)} \frac{1}{\exp(a) \left[\frac{x}{Z} \right]^b \exp \left[c \left(1 - \frac{x}{Z} \right) \right] (Z-x)} dx. \quad (8)$$

На рис. 4 показано приклади апроксимації динаміки видобутку нафти рівнянням (6) для декількох нафтових родовищ.

Прогноз видобутку для групи родовищ визначають шляхом додавання часового зсуву відповідно до дати введення родовища в розробку

$$q(t) = \sum_{i=1}^N q_i(t-t_i, Z_i). \quad (9)$$

Отже, процедура довгострокового прогнозування включає оцінку величини кінцевих видобувних запасів нафти по регіону, прогнозування динаміки їх переходу у категорію розвіданих та динаміки їх видобутку. Правомірність і результативність такого методичного підходу під час

довгострокових прогнозів видобутку нафти і газу автори ілюструють на прикладі окремих родовищ та регіонів у цілому [2, 3].

В Україні історія відкриття нафтових родовищ, а відповідно, і видобування нафти має специфічну динаміку. Перші родовища нафти зі значними запасами було відкрито ще наприкінці XIX ст. Під час розгляду динаміки приросту запасів нафти в Україні необхідно враховувати історичну специфіку видобування нафти. Із деяких родовищ, наприклад Східницького, Бориславського та ін., видобування нафти продовжують і досі. У першій половині XX ст. у розробку було введено лише Роменське нафтове родовище з незначними запасами. Сучасна історія нафтовидобування в Україні розпочинається у другій половині XX ст. з відкриття Долинського нафтового родовища (1950 р.) на Прикарпатті та Радченківського родовища (1951 р.) на території Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ) [4]. Тому подальші прогнози доцільно будувати, базуючись на динаміці відкриттів, починаючи з 1950-х рр.

Для формування сценаріїв за величиною кінцевих видобувних запасів нафти зіставимо прогнозні дані USGS [1] із нерозвіданих запасів нафти і газу в Україні з оцінками, зробленими вітчизняними фахівцями в 2005 р. [5]. Дані щодо обсягів запасів нафти на суші можна вважати такими, що співпадають, а стосовно запасів конденсату оцінка українських фахівців більш песимістична. Більш оптимістичною є вітчизняна оцінка запасів

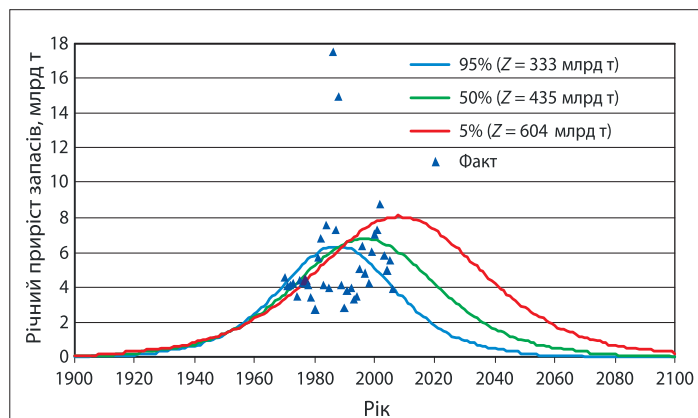


Рис. 3. Сценарії річного приросту запасів нафти у світі.

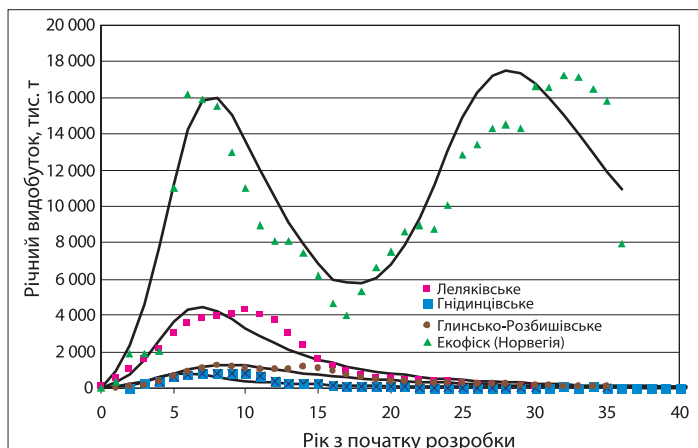


Рис. 4. Апроксимація динаміки обсягів видобутку для нафтових родовищ.

як нафти, так і конденсату в акваторії морів України. За прогнозами USGS, невідкриті запаси нафти зосереджені в родовищах із запасами від 1 до 4 млн т.

Останні відкриття на шельфі Чорного моря показують, що нижня оцінка USGS (95 %) некоректна, а оцінка українських фахівців занижена. Певна узгодженість між оцінками фахівців спостерігається тільки відносно нерозвіданих запасів нафти на суші. У зв'язку з тим, що історичної динаміки нарощування запасів нафти для шельфової зони немає, а для суші вона має високий рівень достовірності, подальше прогнозування для кожного родовища на суші і на морі доцільно проводити роздільно.

Враховуючи, що накопичений видобуток нафти на суші до 2007 р. становив близько 312 млн т, а поточні видобувні запаси в розвіданих родовищах оцінюють у 114 млн т, кінцеві видобувні запаси в розвіданих родовищах сягають 426 млн т. Останнім часом українські фахівці оцінюють нерозвідані запаси нафти на суші України в 224 млн т, проте ця величина суперечить загальній тенденції нарощування видобувних запасів. Основна причина полягає у тому, що динаміка відображає стереотип геологорозвідки з відкриття запасів, що належать до добре вивчених територій, схожих типів пасток і колекторів, досяжних глибин, а глобальні геологічні оцінки мають ширший характер. Тому для подальших прогнозів, виходячи з фактичної динаміки вве-

дення в розробку видобувних запасів на суші, приймемо для верхнього сценарію нерозвідані запаси в 144 млн т, для середнього – 74 млн т, а для нижнього – 24 млн т. Сценарій, за яким величина нерозвіданих запасів нафти на суші України становить 224 млн т, назвемо оптимістичним. Це буде відповідати кінцевим сумарним видобувним запасам на період після 1900 року – 400, 450, 520 і 600 млн т відповідно.

На рис. 5. показано динаміку введення сумарних запасів нафти в розробку на суші України та її апроксимацію формулою (4), проведenu за критерієм мінімізації середньоквадратичного відхилення між фактичними і розрахунковими даними для чотирьох випадків величини кінцевих видобувних запасів. Судячи з екстраполяції кривих на майбутні періоди, можна зробити висновок, що найбільш вірогідне введення запасів буде за нижнім сценарієм. Для виходу на сценарії з більшою кінцевою ресурсною базою видобутку, очевидно, необхідна зміна геологічної парадигми пошуку нафтових родовищ на суші. Відповідну до одержаних апроксимацій динаміку введення річних запасів нафти в розробку на суші України приведено на рис. 6. Типовий для багатьох регіонів максимум середньорічних відкриттів спостерігається тільки для нижнього сценарію і припадає на 1960-ті рр.

Оцінки динаміки введення запасів у розробку покладено в основу подальшого довгострокового прогнозування рівнів видобутку на-

фти. Прогноз здійснювали роздільно для «старих» і «нових» запасів, уведених у розробку до і після 1990 р. відповідно. Для «старих» запасів розрахунок видобутку проводили за кривою експоненціального падіння з коефіцієнтом річного падіння видобутку 0,95. Для «нових» запасів було використано двопараметричне рівняння виснаження (6) із коефіцієнтами ($\ln(a) = -0,741/\text{рік}$, $b = -1,05$), одержаними як середньозважені величини за запасами для родовищ України.

Моделювання показало, що фактичні та прогнозні дані з видобутку нафти добре узгоджуються. Із 1990 по 2006 р. нарощено близько 39 млн т видобувних запасів нафти, із яких упродовж 1990–1995 рр. – 24 млн т. Саме введенням цих запасів у розробку пояснюється стабілізація річного видобутку нафти на суші України в 1998–2002 рр. на рівні 2,6 млн т і подальше (до 2006 р.) зростання до 3,2 млн т. Проте значно нижчі величини приросту запасів у другій половині 1990-х рр. неминуче спричинять падіння видобутку в найближчому десятилітті. Надалі рівень видобутку на суші залежатиме від сценарію, за яким прирощуватимуть запаси нафти. Це продовження падіння за нижнім сценарієм або недовга стабілізація із подальшим падінням видобутку за середнім і верхнім сценаріями. Оптимістичний за величиною нерозвіданих запасів сценарій не набагато покращує динаміку видобутку після 2030 р. У всіх випадках до кінця XXI ст. рівень видобутку на-

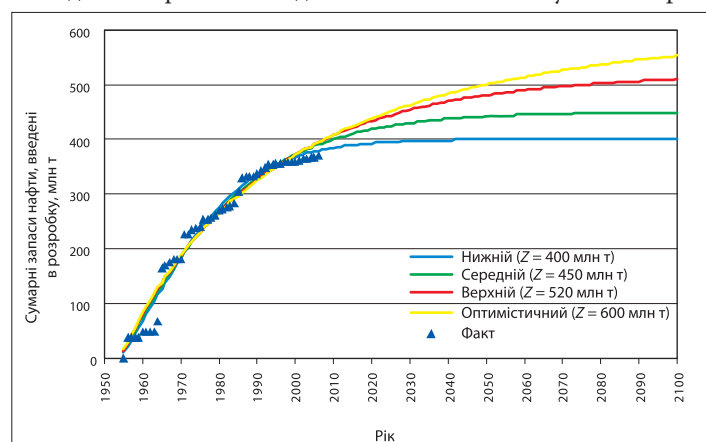


Рис. 5. Динаміка введення сумарних запасів нафти в розробку на суші України.

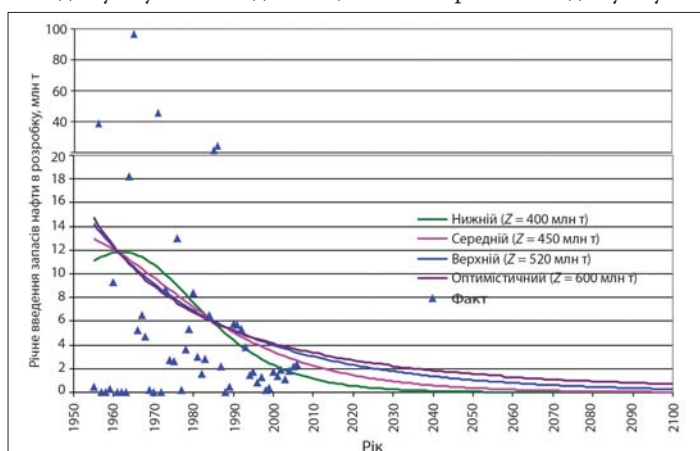


Рис. 6. Динаміка введення річних запасів нафти в розробку на суші України.

фти на суші України досягне незначної величини (рис. 7).

Для довгострокового прогнозування видобутку нафти в акваторіях Чорного й Азовського морів скористаємося досвідом освоєння шельфу Північного моря Норвегії та Великобританії, оскільки в Україні такого досвіду немає.

Історія нафтової промисловості Норвегії починається з 1969 р. із відкриття родовища Екофіск. Видобування нафти тут розпочалося у червні 1971 р. із напівзануреної платформи. Нафту, яку видобували з чотирьох свердловин, до 1973 р., аж до побудови технологічної платформи, транспортували танкерами. Після цього починається швидке зростання видобутку нафти в Північному морі. У норвезькому секторі Північного, Норвезького та Баренцевого морів було відкрито велику кількість родовищ, із яких 52 знаходяться у розробці з сумарним видобутком нафти і конденсату близько 370 тис. т на добу. За середньою оцінкою, до кінця 2006 р. видобуто 3283 млн т, залишкові видобувні запаси нафти в родовищах, що знаходяться в розробці, становлять 1 013 млн т, ще 1892 млн т прогноують у невідкритих родовищах [6].

Перше нафтове родовище Арброт (Arbroath) відкрито в 1969 р. на шельфі Великобританії, де всього відкрито більше ніж 200 родовищ, із яких близько 170 знаходяться у розробці. Максимального видобутку (137,4 млн т) тут було досягнуто в 1999 р. За середньою оцінкою [7],

до кінця 2006 р. сумарний видобуток становив 3 167 млн т, залишкові запаси нафти в родовищах, що знаходяться в розробці, сягають 776 млн т, ще 1 035 млн т прогноують у невідкритих родовищах.

На рис. 8 показано динаміку введення сумарних запасів нафти в розробку на шельфі Норвегії та Великобританії з апроксимацією рівнянням (4). У табл. 1 для середньої оцінки величини кінцевих видобувних запасів приведено коефіцієнти рівняння, одержані за критерієм мінімізації середньоквадратичного відхилення між фактичними і розрахунковими даними. За динамікою введення сумарних запасів нафти в розробку апроксимації мало відмінні, проте за усередненою динамікою введення щорічних запасів нафти у розробку (рис. 9) для Норвегії спостерігається максимум, а для Великобританії – монотонне падіння з початку освоєння шельфу.

Внаслідок відсутності в Україні досвіду освоєння нафтових родовищ

морських акваторій виникає необхідність розгляду безлічі сценаріїв можливої величини кінцевих сумарних видобувних запасів, динаміки їх введення у розробку, а також інтенсивності систем розробки. Тому для подальших прогнозів використано стохастичне моделювання на основі методу Монте-Карло, що допомагає дати оцінку вірогідності рівнів видобутку з урахуванням різноманітних чинників, що на неї впливають.

До випадкових величин, змінних у ході випробувань, віднесено обсяги кінцевих видобувних запасів, коефіцієнти рівняння a та b , що описують динаміку введення запасів у розробку (5), і коефіцієнти двопараметричного рівняння виснаження нафтового покладу (6), що визначають інтенсивність систем розробки за умови, що всі вони підпорядковані нормальному закону розподілу. Основні статистичні характеристики випадкових величин приведено в табл. 2. Для величини запасів статистичні характеристики прийнято з урахуванням поточних уявлень про обсяги запасів і ресурсів акваторії морів України, які, з великою вірогідністю, можуть бути занижені. Статистичні характеристики рівняння введення запасів у розробку прийнято з урахуванням норвезького і британсь-

Таблиця 1
Коефіцієнти рівняння динаміки введення запасів у розробку

Країна	Коефіцієнти	
	a , 1/рік	b , 1/рік
Норвегія	0,048	0,017
Великобританія	0,024	0,037
Україна (суша)	-0,012	0,026

Таблиця 2
Коефіцієнти рівняння для стохастичного моделювання видобутку нафти

Параметри розподілу	Видобувні запаси, млн т	Коефіцієнти рівняння введення запасів, 1/рік		Коефіцієнти рівняння виснаження	
		a	b	$\ln(a)$, 1/рік	b
Математичне очікування	600	0,005	0,035	-0,535	-1,45
Дисперсія	156,1	0,013	0,007	0,22	1,01
10 % вірогідність	800	0,022	0,044	-0,25	-0,16
90 % вірогідність	400	-0,012	0,026	-0,82	-2,74

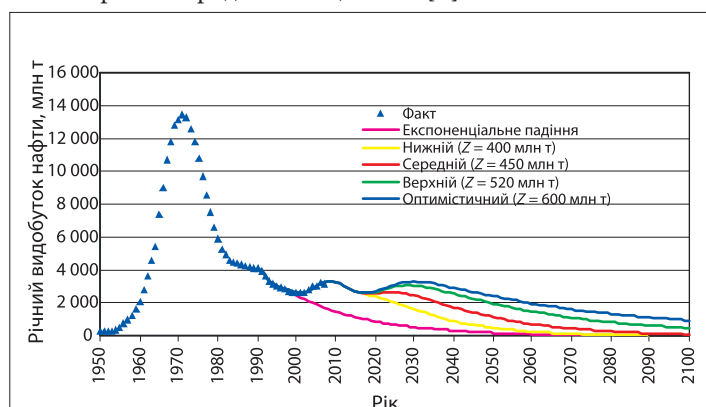


Рис. 7. Прогнозна динаміка видобутку нафти на суші України.

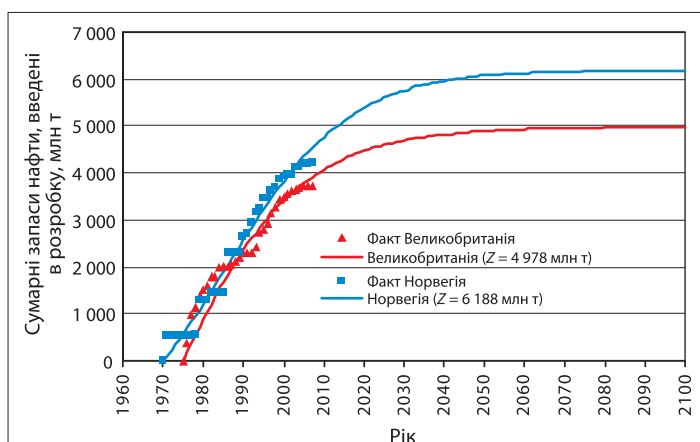


Рис. 8. Динаміка введення сумарних запасів нафти в розробку на шельфі Великобританії та Норвегії.

кого досвіду освоєння акваторій та фактичної динаміки введення запасів у розробку на суші України. Для коефіцієнтів рівняння виснаження статистичні характеристики прийнято за фактичними даними, одержаними в результаті ідентифікації динаміки розробки родовищ на суші України. Кількість випробувань визначали після досягнення з 90 % вірогідністю ширини двостороннього довірчого інтервалу для математичного очікування річного видобутку в точці максимуму не більше ніж 1 %. Як правило, ця умова виконувалася після 10 тисяч випробувань.

Стохастичне моделювання показало (рис. 10), що рівень річного видобутку нафти повинен досягти максимуму приблизно на двадцятий рік із початку освоєння ресурсів. Із 90 % вірогідністю його величина перевищить 7 млн т на рік, а з нижчою (10 %) – становитиме близько 19 млн т на рік. Із 50 % вірогідністю максимум видобутку сягатиме 13,5 млн т на рік.

Ці дані не суперечать світовій практиці освоєння запасів нафти на шельфі морів. Так, у Великобританії рівень видобутку досяг абсолютного максимуму на 25 рік після початку освоєння морських ресурсів, а в Норвегії – на 30. Для порівняння: рівень видобутку нафти на суші в Україні досяг свого максимуму через 20 років від початку активного освоєння запасів на ДДЗ.

Для довготривалого прогнозування обсягів видобутку природного газу використовуємо еволюційне рівняння:

$$\frac{q(t)}{Z - Q(t)} = -[3at^2 + 2bt + c]. \quad (10)$$

Відповідно, накопичений та миттєвий видобутки визначають за формулами

$$\frac{Q(t)}{Z} = 1 - \exp[at^3 + bt^2 + ct], \quad (11)$$

$$\frac{q(t)}{Z} = -[3at^2 + 2bt + c] \exp[at^3 + bt^2 + ct]. \quad (12)$$

Подальший аналіз показав, що за оціночними розрахунками достатню точність забезпечують однопараметричні рівняння ($a, c = 0$). Рис. 11 ілюструє хороші апроксимаційні якості рівняння (9) на прикладі декількох родовищ.

Для довгострокового прогнозування обсягів видобутку природного газу в Україні скористаємося процедурою, аналогічною тій, яку використано для прогнозування видобутку нафти, і роздільно розглянемо також показники видобутку газу на суші та в акваторії.

До 1997 р. в Україні видобуто близько 1,9 трлн м³ газу, із них в акваторії морів – менше ніж 30 млрд м³. Залишкові запаси газу в розвіданих родовищах України, за останніми оцінками, становлять близько 1 трлн м³, із яких приблизно 96 % – на суші.

В цілому, прогнози щодо об'ємів нерозвіданих запасів газу, проведені USGS [1] та українськими фахівцями [5], близькі. Істотно оптимістичніші українські оцінки щодо нерозвіданих запасів газу в акваторії Чорного і Азовського морів, які підтверджують останні результати геологорозвідувальних робіт. Цікаво, що USGS

у своїх прогнозах наводить і оцінку вірогідності розмірів майбутніх відкриттів. За цими даними, наприклад, на території ДДЗ не відкрито близько 170 газових родовищ, основна частина яких із запасами від 1 до 5 млрд м³.

Виходячи з несуперечливих оцінок, під час довгострокового прогнозування обсягів видобутку газу на суші можна прийняти три сценарії: висока ресурсна база з кінцевими видобувними запасами – 4 000 млрд м³; середня ресурсна база – 3 500 млрд м³; низька ресурсна база – 3 000 млрд м³.

На рис. 12 для трьох сценаріїв можливої величини кінцевих видобувних запасів газу показано динаміку введення сумарних запасів природного газу в розробку на суші України та її апроксимацію формулою (4), проведenu за критерієм мінімізації середньоквадратичного відхилення між фактичними і розрахунковими даними. Виходячи з екстраполяції кривих на майбутні періоди, можемо констатувати, що всі три сценарії однаково можливі. Відповідна до одержаних апроксимацій динаміка введення щорічних запасів газу в розробку, приведена на рис. 13, за всіма сценаріями має характер монотонного поступового зменшення об'єму запасів, що вводяться у розробку.

Оцінки динаміки введення запасів газу покладено в основу подальшого довгострокового прогнозування рівнів видобутку газу на суші. Прогноз видобутку із запасів, уведених у розробку до 2006 р., здійсню-

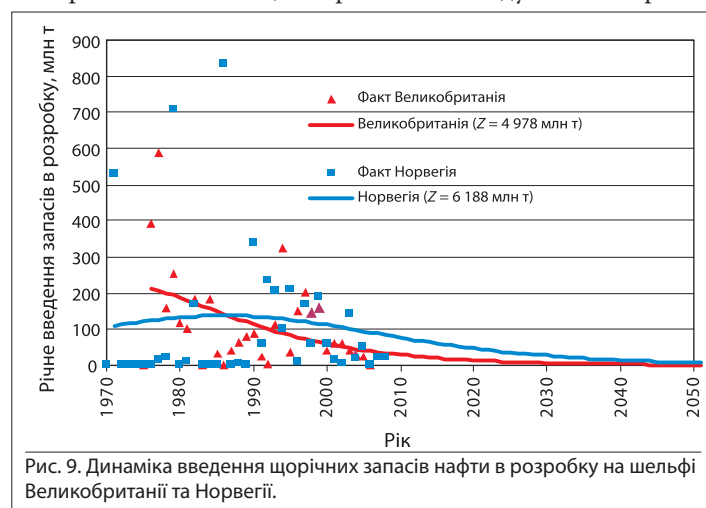


Рис. 9. Динаміка введення щорічних запасів нафти в розробку на шельфі Великобританії та Норвегії.



Рис. 10. Оцінка вірогідного прогнозного видобутку нафти в українській частині Чорного й Азовського морів.

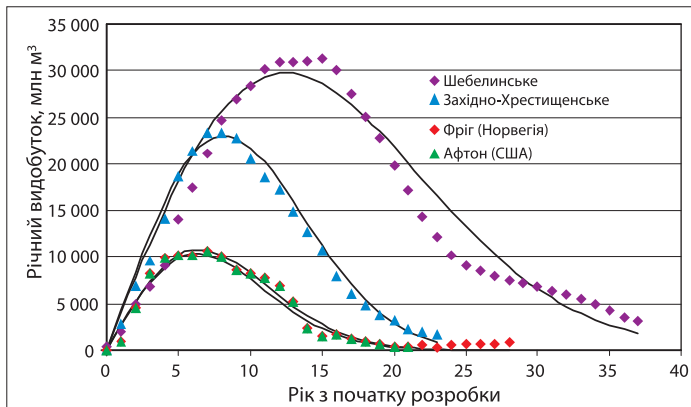


Рис. 11. Апроксимація динаміки обсягів видобутку для газових родовищ.

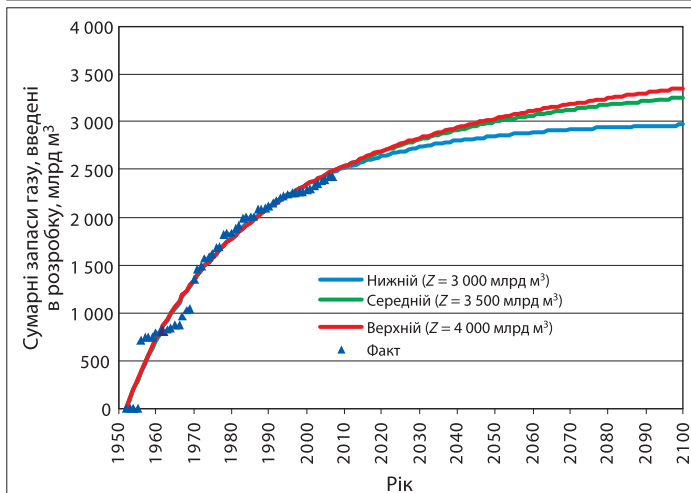


Рис. 12. Динаміка введення сумарних запасів газу в розробку на суші України.

вали за експоненціальною формулою з коефіцієнтом річного падіння 0,95. Для прийнятих сценаріїв щорічного введення запасів газу, починаючи з 2007 р., використано однопараметричне рівняння виснаження родовища. Інтенсивність системи розробки за цим рівнянням визначається тільки за допомогою коефіцієнта b . Виходячи з досвіду розробки родовищ на суші України, можемо зазначити, що він має тісний зв'язок із видобувними запасами родовища. Оскільки, за прогнозами USGS [1], на суші в Україні слід чекати відкриття нових родовищ в основному із запасами від 1 до 5 млрд м^3 , коефіцієнт b було прийнято рівним $-0,02$, що відповідає середній інтенсивності розробки родовища з видобувними запасами 2 млрд м^3 .

Прогноз показує, що зі збереженням тенденцій введення річних запасів газу в розробку видобуток газу на суші України незалежно від величини кінцевих сумарних його видо-

го максимуму в 2016–2017 рр. на рівні 23–25 млрд м^3 на рік (рис. 14). Надалі загальна обмеженість ресурсної бази на суші призведе до неминучого падіння річного видобутку до 10 млрд м^3 у 2040–2050 рр.

Розвідка і розробка газових родовищ в акваторії Чорного й Азовського морів не має достатніх історичних даних для побудови чітких тенденцій, які могли б лягти в основу довгострокових прогнозів або хоча б для критичного оцінювання потенційної ресурсної бази. З часу відкриття Голіцинського газового родовища в 1975 р. до сьогодні в розробці перебуває 5 родовищ із сумарними видобувними запасами близько 50 млрд м^3 . Прогноз сумарного ви-

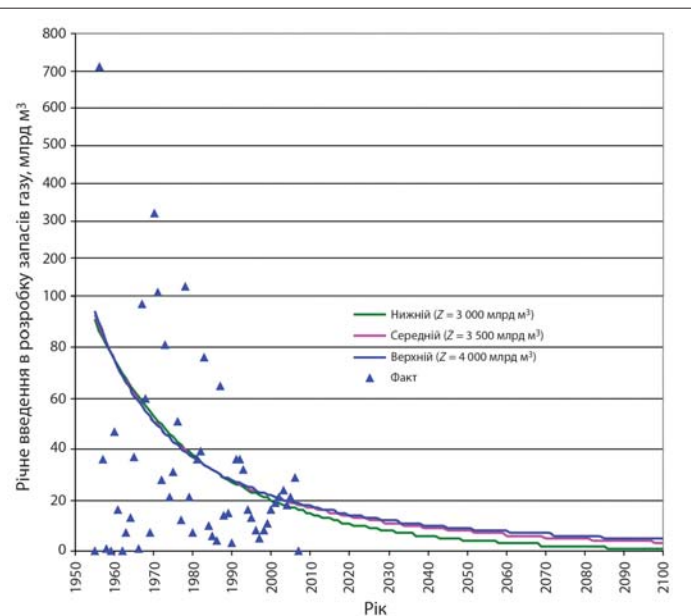


Рис. 13. Динаміка введення щорічних запасів газу в розробку на суші України.

бувних запасів, в і д п о в і д н о до розглянутих сценаріїв, може зберегти короткострокову тенденцію до нарощування і досягти другого локально-

добутку з цих родовищ, зроблений на основі рівняння виснаження газового покладу, показує, що піка видобутку з діючих родовищ вже досягнуто і за відсутності введення на них додаткових об'єктів розробки або освоєння нових родовищ річний видобуток газу до 2015 р. знизиться до 1 млрд м^3 . Враховуючи те, що з отриманням нових даних оцінка потенційних видобувних запасів в акваторії Чорного і Азовського морів за останні десять років зростає удвічі, некоректними виявляються і прогнози USGS [1], найоптимістичніша оцінка яких передбачає 90 млрд м^3 газу і різко розходиться з поточними вітчизняними [5], що вказують на рівень більш ніж 800 млрд м^3 кінцевих сумарних запасів газу.

У зв'язку з невизначеністю величини кінцевих видобувних запасів газу на акваторії для подальших прогнозів використано стохастичне моделювання за методом Монте-Карло. Крім того, доцільно абстрагуватися від негативного за темпом освоєння ресурсів газу в акваторіях вітчизня-

Таблиця 3

Коефіцієнти рівняння для стохастичного моделювання видобутку газу

Параметри розподілу	Видобувні запаси, млрд м^3	Коефіцієнти рівняння введення запасів, 1/рік		Коефіцієнт рівняння виснаження, 1/рік ²
		a	b	
Математичне очікування	700	0,005	0,035	-0,03
Дисперсія	234,1	0,023	0,007	0,012
10 % вірогідність	1 000	0,039	0,044	-0,015
90 % вірогідність	400	-0,029	0,026	-0,045

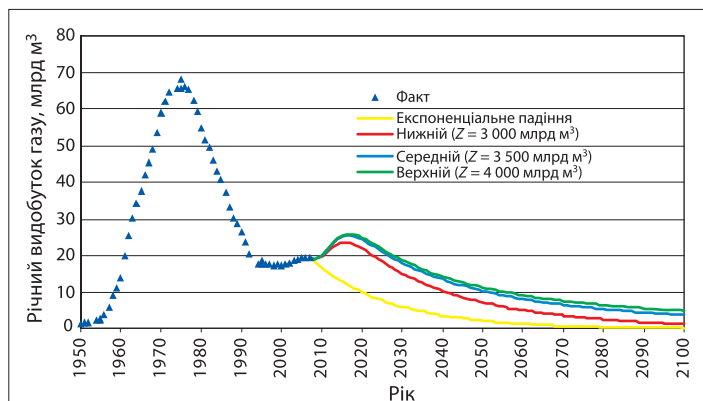


Рис. 14. Прогнозна динаміка обсягів видобутку газу на суші України.

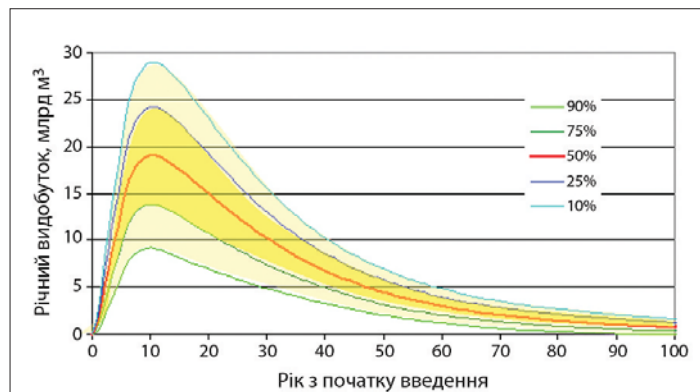


Рис. 15. Оцінка вірогідного прогнозного видобутку газу в українській частині Чорного й Азовського морів.

ного досвіду і виконати прогнозування об'ємів потенційного видобутку, починаючи з гіпотетичної дати їх планомірного і безперервного освоєння. Дійсно, розробку останнього за хронологією Північно-Булганацького родовища розпочато в 2001 р. Але після цього, незважаючи на хорошу ресурсну базу і наявність розвіданих родовищ, у розробку їх не вводили. Це вступає в суперечність зі світовим і вітчизняним досвідом освоєння запасів вуглеводнів на суші, коли після введення перших родовищ об'єми запасів, що знаходяться в розробці, монотонно зростають.

Процедура моделювання можливого рівня видобутку газу в українській акваторії була такою ж, як і під час прогнозування обсягів видобутку нафти. Для величини запасів статистичні характеристики (табл. 3) прийнято, виходячи з поточних уявлень про запаси та ресурси акваторій Чорного й Азовського морів України, які з великою вірогідністю можуть бути занижені. Статистичні характеристики рівняння введення запасів у розробку прийнято з урахуванням норвезького і британського досвіду освоєння акваторій та фактичної динаміки введення запасів у розробку на суші України таким чином, щоб охопити, якщо це можливо, широкий спектр варіантів вірогідного розвитку подій. Для опису інтенсивності системи розробки газових родовищ використано однопараметричне рівняння виснаження (9). Для цього рівняння, виходячи з досвіду розробки газових родовищ на суші України, математичне очікування коефіцієнта було прийнято рівним $b = -0,03 \text{ 1/рік}^2$, а його дисперсію, враховуючи відсутність пе-

реконливого досвіду розробки морських родовищ, було збільшено в чотири рази порівняно з материковими родовищами і прийнято $-0,012 \text{ 1/рік}^2$.

Кількість випробувань визначали після досягнення з 90 % вірогідністю ширини двостороннього довірчого інтервалу для математичного очікування річного видобутку в точці максимуму не більше за 1 %. Як правило, ця умова виконувалася після 10 тисяч випробувань.

На рис. 15 показано результати прогнозу можливих рівнів видобутку газу в українській частині акваторії Чорного й Азовського морів.

Незважаючи на широкий діапазон прийнятих для моделювання показників, що характеризують ресурсну базу української частини акваторії Чорного й Азовського морів, темпи її освоєння та інтенсивність видобутку, прогноз для масштабів України носить оптимістичний характер. Із 90 % вірогідністю можна стверджувати, що об'єми видобутку газу впродовж десяти років може бути збільшено більш ніж у 1,7 раза, а в акваторії Чорного й Азовського морів – більш ніж у 7 разів. Із 50 % вірогідністю можна чекати досягнення такого рівня видобутку, який можна зіставити з поточними об'ємами видобутку на суші України. Враховуючи те, що наявність значних запасів газу в акваторії Чорного й Азовського морів доведено, єдиною умовою реалізації прогнозів є системне розгортання робіт із їх освоєння.

Отже, достатньо коректні довгострокові прогнози рівнів видобутку нафти чи газу в Україні дають можливість більш обґрунтовано форму-

вати державні та галузеві стратегічні цілі стосовно освоєння власних вуглеводневих ресурсів. Оскільки реалізація проектів із освоєння вуглеводневих ресурсів довготривала у часі та потребує значних фінансових ресурсів, довгострокові прогнози дають можливість формувати системні підходи до організації освоєння вуглеводневих ресурсів на основі управління «портфелем» комплексних інноваційно-інвестиційних проектів.

Список літератури

1. Geological Survey World Petroleum Assessment 2000 – Description And Results U.S. Geological Survey World Energy Assessment Team.
2. Зарубін Ю.О., Шелудченко В.І., Єгер Д.О. Про довгострокове прогнозування видобутку нафти і газу / Проблеми нафтогазової промисловості: 36. наук. праць. – К., 2006. – Вип. 4. – С. 7–26.
3. Зарубін Ю.А., Таран А.В. О долгосрочном прогнозировании добычи нефти и газа // Новые ресурсосберегающие технологии недропользования и повышения нефтеотдачи: мат. VI междунар. технолог. симп. – М., 2007. – С. 69–77.
4. Нафта і газ України / Гол. ред. М.П. Ковалко. – К.: Наук. думка, 1977. – 380 с.
5. Стан і перспективи розвитку нафтогазового комплексу України // І.М. Карп, Д.О. Єгер, Ю.О. Зарубін та ін. – К.: Наук. думка, 2006. – 310 с.
6. Norwegian Petroleum Directorate. The NPD's Fact-pages / <http://www.npd.no/engelsk/cwi/pbl/en/index.htm>
7. DTI Oil and GAS. http://www.og.dti.gov.uk/information/info_strategy/index.htm

Богуслав Флоріанович Сандурський

Одним із висококваліфікованих спеціалістів нафтогазового комплексу та найбільш відомих за межами України керівників, які підтвердили високий авторитет українського інженера і зробили значний внесок у розвиток нафтової промисловості Башкортостану, а також Західного Сибіру, Польщі та Ємену, є Богуслав Флоріанович Сандурський.



Він народився 2 січня 1930 р. в с. Бубнівка Чорнострівського району Хмельницької області у селянській родині. Першим із свого села Богуслав Сандурський вступив до вищого навчального закладу (Львівського політехнічного інституту), який закінчив у 1954 р., одержавши кваліфікацію інженера-механіка з нафтопромислового обладнання.

Міністерство нафтової промисловості направило молодого спеціаліста в об'єднання «Башинефть», яке займало тоді перше місце з видобутку нафти в СРСР, на Туймазинський нафтопромисел, де він спершу виконував обов'язки майстра з наземного обладнання нафтовидобувної ділянки, згодом – старшого механіка нафтопромислу. Працював у надзвичайно напруженому режимі: його зобов'язали першу половину дня працювати у конструкторській групі головного механіка тресту «Туймазанефть», після чого (часто до пізньої ночі) виконувати свої прямі обов'язки. Крім того, він викладав предмети «Опір матеріалів» і «Технологію металів» у вечірньому технікумі.

Особливо напруженим був 1956 р. – період екстреного спорудження установки для зневоднення та знесолення нафти, призначеної для експорту в Єгипет. Надзвичайна працелюбність Богуслава Сандурського та діапазон виконуваних ним робіт вражали керівників, зокрема тодішнього начальника об'єднання «Башинефть», майбутнього заступника міністра нафтової промисловості СРСР С. І. Кувікіна,

сприяли зростанню високого авторитету випускника українського вузу серед інших фахівців. Тому не випадково Богуславу, тоді ще молодому спеціалістові, доручають виконувати обов'язки головного механіка об'єднання під час тривалого відрядження останнього в 1958 р. на Брюссельську всесвітню виставку.

У 1959–1966 рр. Б. Ф. Сандурський працював головним механіком НПУ «Арланнефть». Згодом його відряджають до Польщі для надання допомоги у впровадженні технологічних процесів та обладнання.

У 1972–1984 рр. він очолював нове перспективне підприємство – нафтогазовидобувне управління «Южарланнефть».

Здобутий багатий досвід дав змогу в 1984 р. стати заступником генерального директора, а з 1985 р. – генеральним директором об'єднання «Башинефть». На цій посаді найбільше розкрилися його інженерні та організаторські здібності. Окрім виконання прямих обов'язків із видобування нафти в Башкортостані, об'єднання під керівництвом Б. Ф. Сандурського започаткувало видобування нафти у Південному Ємені, організувало видобування нафти з Когалимської групи родовищ у Тюменській області. За короткий час річний видобуток нафти в Когалимській групі родовищ збільшився з 7,5 до 20 млн т.

Колеги по роботі відзначають його виняткову працьовитість, інженерну інтуїцію, повагу до підлеглих, піклування про культуру виробництва та розвиток соціальної сфери. Б. Ф. Сандурський приділяв значну увагу облаштуванню міст Нефтекамська, Октябрського, Белебея, будівництву нових міст – Куянова та Когалима.

Як інженер та керівник він займався впровадженням нових технологічних процесів, брав активну участь у розробленні зразків нового обладнання, у т. ч. створенні агрегату для капітального та поточного підземного ремонту свердловин СУПР-25,

який до цього часу вважається неперевершеним за простотою виготовлення та надійністю в експлуатації. Б. Ф. Сандурський є автором кількох винаходів.

Особливу увагу Богуслав Флоріанович приділяв вихованню нових кадрів. Серед його учнів і керівники найбільшої нафтової компанії Росії «Лукойл» – Вагіт Алекперов, Раліф Сафін, Сергій Кукура.

Успішну виробничу діяльність Б. Ф. Сандурський поєднував із громадською і державною, був депутатом Верховної Ради Башкирської Автономної Республіки та Верховної Ради СРСР. Під його керівництвом проведено велику роботу з акціонування «Башинефти».

У 1995–2000 рр. Б. Ф. Сандурський працював генеральним директором Представництва ВАТ «Роснефть» у Башкирській, Татарській, Удмуртській республіках та Пермській області.

Керуючи великим нафтогазовидобувним об'єднанням далеко від України, Богуслав Флоріанович завжди пам'ятав про свою Батьківщину, охоче зустрічався з депутатами Верховної Ради СРСР від України, з якими спілкувався тільки рідною мовою. У складний кризовий час очолюване ним об'єднання поставляло нафту на Кременчуцький нафтопереробний завод, як правило, без попередньої оплати, про що він веде діловий діалог із тодішніми президентом України Л. Кучмою та віце-прем'єром Ю. Іоффе.

За багаторічну плідну діяльність Б. Ф. Сандурського нагороджено багатьма урядовими нагородами (свою першу нагороду – медаль «За доблесну працю в роки Великої Вітчизняної війни» – Богуслав одержав, коли йому не було й 15 років), йому присвоєно почесні звання «Заслужений нафтовик Башкирії» та «Заслужений працівник нафтової та газової промисловості Російської Федерації».

Із 2000 р. Богуслав Флоріанович Сандурський на заслуженому відпочинку.

Б. П. Савків

В. В. Ніщета
НДІ «СНИКО»
В. А. Сидоров
канд. техн. наук
ДНТУ

УДК 168.2+681.5

Класифікація вібросистем

Одним із аспектів технологічної безпеки промислового устаткування, зокрема енергетичного, є правильне застосування систем вібрації.

У класифікації систем автоматизованого керування (САК) енергомеханічним устаткуванням визначено 5 поколінь САК*. Системи вібрації також можна класифікувати, але з урахуванням властивих їм ознак.

Для першого покоління САК технічний стан устаткування визначався тільки за допомогою органолептичних методів. Основним методом виявлення недоліків у роботі устаткування під час експлуатації був його огляд. Спочатку устаткування оглядали перед введенням в експлуатацію, потім під час зупинок, перерв або поломок. Згодом оглядати устаткування почали частіше, проводили ревізії, частково розбирали механізми, а також стежили за його роботою у стаціонарному режимі. При цьому одним із контрольованих параметрів дослідження устаткування, що працює, стала вібрація і як її наслідок шум, який вимірювали за допомогою слухових трубок. Змінюючи параметри слухових трубок (внутрішній діаметр і довжину), досягали різних звукових ефектів і в такий спосіб параметри шуму зв'язували з рівнем вібрації. Величина шуму пов'язана з довжиною хвилі, яку пропускала трубка, а отже, підсилювала або послаблювала ті або інші частоти вібрації. Причому майже ніхто не досліджував і не розраховував параметри слухової трубки. Таким чином, накопичувалися органолептичні знан-

Ввиду отсутствия регуляторов вибрации 3-го поколения и соответствующих данных в статье предложены направления развития технологий виброуправления. Работа поможет в проведении сравнительного анализа главных функций систем вибрации, определении их места в том или ином поколении САУ.

As the vibration regulators of 3rd generation and correspondent data are not available, development trends of vibro regulation technologies are suggested in the article. The work will help in comparative analysis of vibration systems' main functions and their place determination in this or that generation of ACS (automatic control system).

ня про параметри вібропереміщення, які прямо були пов'язані з параметрами слухових трубок і залежали від суб'єктивних якостей дослідників. У такий спосіб визначення технічного стану устаткування проявляється здебільшого суб'єктивна складова оцінки, що не дає змоги робити систематизацію пошкоджень устаткування. Але досвід виконаних ремонтів, пов'язаних із механічними поломками устаткування, накопичувався, збільшувалася кількість статистичних даних про його роботу, результати аналізу яких сформувалися в перелік регламентних робіт, а саме в програму планово-попереджувальних ремонтів, яку затверджувало кожне підприємство. Наукова організація планових ремонтів переросла в розробку відповідних ГОСТ і ДСТУ. У такий спосіб підприємство одержало нормативну базу та змогло планувати свої витрати на обслуговування енергомеханічного устаткування вже на підставі стандартів щодо проведення планово-попереджувальних ремонтів.

Класифікація

Перше покоління (A_1)

На підставі вищесказаного можна констатувати, що *I* покоління систем керування параметрами вібрації устаткування – це органолептичне керування (A_1).

Переваги:

вимог до розробників слухових трубок немає (B_1);

за умови правильної експлуатації засобів визначення параметрів вібрації (слухових трубок) термін їх служби необмежений. Використовується дотепер (Γ_1);

вартість обслуговування, розробка слухових трубок і засобів вимірювання параметрів вібрації мінімальні (D_1);

зі збільшенням обсягу досліджень явищ вібрації металоємність слухових трубок зростає несуттєво (E_1).

Недоліки:

високі вимоги до кваліфікації персоналу. Зростає потреба в спеціалістах, які можуть розрізняти параметри вібрації на слух. Такі дослідники параметрів вібрації дуже цінні (B_1);

інформативність про вібрацію устаткування й технологічного процесу відсутня ($Ж_1$);

контроль і фіксація вібропараметрів устаткування й технологічного процесу відсутні ($З_1$);

економії енергоресурсів немає (I_1);

вартість монтажних робіт не визначено (K_1);

вартість налагоджувальних робіт не визначено (L_1);

вартість робіт із обслуговування не визначено (M_1).

Друге покоління (A_2)

Посилення вимог до надійності роботи устаткування викликало появу різних приладів, що реєструють і контролюють параметри вібрації. Це дало можливість створити САК II покоління*. Як складова частина системи ке-

* Ніщета В.В. Класифікація систем автоматизованого керування // Нафт. і газова пром-сть. – 2008. – № 6. – С. 51–54.



рування з'явилися відповідні способи захисту від перевищення рівня вібрації. Принцип роботи цих пристроїв полягав у вимірюванні рівнів параметрів вібрації (вібро- переміщення, швидкості, прискорення) у контрольованих точках переносними приладами або датчиками, змонтованими стаціонарно. Таким чином, *основною функцією II покоління систем керування параметрами вібрації устаткування є керування реєстрацією й здійснення віброконтролю за параметрами вібрації (A_2) устаткування.*

Переваги:

термін служби вібросистем не менше ніж 10 років;

першу систему віброзахисту автор виконав ще у 1991 р. для Московського заводу «БОРЕЦЬ», а на технічні рішення було видано два авторські свідоцтва (Γ_2);

підвищилася інформативність параметрів устаткування за рахунок контролю вібропараметрів (вібро- переміщення, швидкості, прискорення) ($\mathcal{J}_2$);

з'явилися контроль і фіксація вібропараметрів устаткування (3_2);

продовження ресурсу експлуатованого устаткування за рахунок запобігання аваріям, пов'язаним із підвищенням рівня вібрації (I_2).

Недоліки:

підвищилися вимоги до кваліфікації персоналу, що обслуговує, тому що додатково потрібні фахівці, які мали б більш ґрунтовні знання механіки й контрольно-вимірювальної вібротехніки (B_2);

зросли вимоги до конструкторів і проєктантів, окрім спеціальності електрика-інженера-конструктора, з'явилися спеціальності інженерів-приладників та механіків (B_2);

вартість вимірювальних віброприладів, їх обслуговування та розробки різко підвищилася (D_2);

зі збільшенням обсягу розв'язуваних завдань із віброзахисту зросли металоемність систем віброзахисту, а також кількість вібровимірювальних систем і суб'єктивність в оцінці параметрів вібрації (E_2);

вартість монтажних робіт підвищилася (K_2);

вартість налагоджувальних робіт підвищилася (L_2);

вартість робіт із обслуговування зросла (M_2).

Третє покоління (A_3)

Третє покоління вібросистем з'явиться тільки після того, коли розробники навчаться використовувати можливості побудови параметричних залежностей, а отже, здійснювати регулювання рівня вібрації устаткування під час його роботи. Головна функція: *керування регулюванням вібропараметрів устаткування й технології в часі в заданих межах* (тобто керування оцінкою різниці між вимірюваною величиною й початковою). Керування регулюванням здійснюють за допомогою віброрегуляторів, що використовують релейні закони та закони П, І, Д, ПІ, ІД та ПІД регуляторів.

Дослідники вібрації мають достатньо інформації про вібропараметри об'єкта керування, яку необхідно систематизувати й виконати практичну роботу щодо створення регуляторів вібрації III покоління. У реальних умовах керування регулюванням вібропараметрів устаткування повинно поєднувати керування у перехідному й сталому режимах його роботи у разі дії заздалегідь невідомих законів зміни вібропараметрів, зовнішніх впливів. Це утруднює аналіз динаміки й статистики керування процесом віброрегулювання обладнання. Для вирішення цих проблем використовують типові впливи, що збурюють, які являють собою найбільш імовірні й несприятливі закони зміни керуючих впливів. Вібропристрої та системи можна виконати механічним, гідравлічним, пневматичним, електронним (транзисторно-діодним) способом, також на інтегральних мікросхемах середнього ступеня інтеграції або мікропроцесорах.

Для цього покоління це не має принципового значення.

На сьогодні у газовій галузі таких систем керування регулюванням вібропараметрів немає. Поява будь-яких систем віброрегулювання якісно підвищить технічний рівень САК третього покоління.

Переваги:

інформативність про роботу устаткування й технологічного процесу збільшиться ($\mathcal{J}_3$);

з'явиться можливість регулювати вібропараметри устаткування та технологічного процесу в заданих межах (3_3);

економія енергоресурсів виникне у ході виконання операцій із урегулювання вібропараметрів (I_3);

вартість монтажних робіт знизиться (K_3);

Недоліки:

вимоги до кваліфікації обслуговуючого персоналу знизяться, але його кількість зростає, тому що будуть потрібні додаткові фахівці КВПіА для роботи з системами віброкерування. Для експлуатації будуть потрібні фахівці високої кваліфікації, тобто збільшаться витрати на обслуговування систем віброкерування (B_3);

підвищаться також вимоги до розробників систем віброкерування: з'являться додаткові фахівці автоматизованих систем віброкерування, радіоінженери, програмісти й механіки (B_3);

термін придатності вібросистем незначний через ненадійність комплектуючих елементів (Γ_2);

вартість вібросистем, їх розробка й обслуговування різко зростуть (D_3);

металоемність знизиться (E_3);

вартість налагоджувальних робіт підвищиться (L_3);

вартість робіт із обслуговування зростає (M_3).

Варто зазначити, що:

1. Якщо САК A_3 вже існує, наприклад САК A_3 серії «Агат-06» виробництва НДІ «СНІКО» (у газовій промисловості їх до цього часу немає), то існує й конфлікт між вимогами до експлуатації та розробниками САК, які не можуть їх задовольнити через відсутність систем віброрегулювання відповідного покоління.

2. Віброрегулятори третього покоління з'являться в САК A_3 наприкінці її існування. Це пов'язано з малозабезпеченістю САК вібровимірювальними приладами та їх дорожнечою. Окрім того, кваліфікованих розробників віброрегуляторів і науковців ще недостатньо.

3. На сьогодні, на жаль, таких систем не існує.

Четверте покоління (A_4)

Основна функція: керування технічним станом устаткування й параметрами технології в часі, а саме: керування здійснюють, задаючи початкові умови, припущення і обмеження в роботі устаткування й технологічного процесу з урахуванням відхилень постійного

й випадкового характеру в кожній групі вібродіагностичних параметрів. Цими вібродіагностичними параметрами можуть бути кінематичні, геометричні, статичні й динамічні, механічні й молекулярні, теплові, акустичні, електричні й магнітні випромінювання з використанням нанотехнологій.

Переваги:

вимоги до кваліфікації обслуговуючого персоналу систем автоматизації знизяться й обмежаться, власне, тільки спостереженням за роботою віброрегуляторів, тому що розробники, як правило, самі будуть обслуговувати свою техніку. Кількість обслуговуючого персоналу знизиться (B_4);

вимоги до конструкторів і науковців різко зростуть у зв'язку з необхідністю створення вібродіагностичних математичних моделей процесів, які відбуваються в устаткуванні й технології. У розробників систем вібрації з'являться додаткові фахівці – наукові співробітники (B_4);

термін служби вібросистем зросте (Γ_4);

металоемність зменшиться (E_4);

інформативність про вібрацію встаткування й порушення технологічного процесу збільшиться ($Ж_3$);

керуваність вібропараметрів устаткування й процесів у технології зросте ($З_4$);

економія енергоресурсів за рахунок визначення вібродіагностичних параметрів роботи встаткування й технологічного процесу істотно зросте (I_4);

вартість монтажних робіт знизиться (K_4);

вартість налагоджувальних робіт знизиться (L_4);

вартість робіт із обслуговування знизиться (M_4).

Недоліки:

вартість вібросистем і їх розробки збільшиться (D_4).

Потрібно зазначити, що:

1. Увесь процес створення систем вібрації A_4 буде характеризуватися наявністю конфлікту між розробниками A_4 й вимогами щодо експлуатації цих систем, що ґрунтуватиметься на надмірності віброінформації, отриманої раніше, суб'єктивності її трактування та відсутності нормативної бази.

2. На сьогодні таких систем немає, тому що наукові дослідження з визна-

чення вібродіагностичних параметрів фінансуються недостатньо, роботи проводяться безсистемно.

П'яте покоління (A_5)

Головна функція: керування оптимізацією всіх вібропараметрів роботи складових устаткування й процесів технології. Наприклад, здійснення автоматичного оптимізаційного віброкерування під час пуску, зупинки, розвантаження й завантаження встаткування, а також у стійкій зоні, при паралельному, послідовному або груповому з'єднанні встаткування як єдиного технологічного комплексу.

Переваги:

вимоги до кількості експлуатаційного персоналу зведуться до мінімуму (B_5);

Експертна оцінка параметрів класифікації

Покоління	Б	В	Г	Д	Е	Ж	З	І	К	Л	М
	вимоги до експлуатаційного персоналу	вимоги до розробників	термін придатності	вартість систем вібрації	металоемність	інформативність параметрів	керуваність параметрів систем вібрації	економія енергетичних ресурсів	вартість монтажних робіт	вартість налагоджувальних робіт	ціна обслуговування
A_1	0	0	12	1	1	0	0	0	0	0	0
A_2	2	2,5	10	5	9	3	0	4	8	11	10
A_3	5	5	8	8	3	5	5	5	6	12	12
A_4	4	10	10	10	2	10	10	11	4	10	10
A_5	2	13,5	11	10	2	14	13	12	2	5	2

термін придатності вібросистем зросте (Γ_5);

вартість розробки вібросистем досягне свого максимуму, а вартість виробу й експлуатаційних витрат – свого мінімуму. Тобто, вартість такої технічної системи у цілому буде трохи нижча, ніж існуючих (D_5);

металоемність досягне свого мінімуму (E_5);

інформативність про роботу встаткування й технологічного процесу досягне свого максимуму ($Ж_5$);

технологія керування стане повністю автоматичною ($З_5$);

економія енергоресурсів досягне свого максимуму за рахунок автоматичного керування оптимізацією вібропараметрів процесів роботи встаткування як єдиного технологічного комплексу (I_5);

вартість монтажних робіт знизиться (K_5);

вартість налагоджувальних робіт знизиться (L_5);

вартість робіт із обслуговування знизиться (M_5).

Недоліки:

потрібні найбільш ґрунтовні наукові знання про об'єкт віброкерування. Зростуть витрати на дослідницькі роботи (B_5).

Графічна модель класифікації вібросистем

Метою розробки графічної моделі класифікації вібросистем є унаочнення й прискорення результатів їх оцінки та аналізу, а також визначення основних функцій, переваг та недоліків цих вібросистем. Для розробки графічної моделі вібросистем використано сукупність відповідних способів, аналогічних до способів розробки графічної моделі САК ГПА*. Результати експертної оцінки параметрів класифікації вібросистем наведено в таблиці.

На рисунку представлено графічну модель залежностей основних параметрів класифікації вібросистем із першого по п'яте покоління.

Розуміння залежностей, наведених на рисунку, зводиться до наступних правил:

точки перетину ліній є конфліктами між досліджуваними параметрами;

зростання або спадання одних досліджуваних параметрів порівняно з іншими в різних поколіннях вібраційних систем на одному інтервалі відображують пріоритетність їх реалізації в часі.

Перетин ліній у точках 1–17 обумовлений сучасними чи наступними вимогами до рівня розвитку техніки. У точках 1–17 виникає конфлікт, вирішення якого лежить у площині надання більш якісних показників та параметрів для кращої реалізації функцій керування устаткуванням і технологічним процесом.

Так, наприклад, після того, як експлуатаційний персонал навчився ви-

* Ніщета В.В. Класифікація систем автоматизованого керування // Нафт. і газова пром-сть. – 2008. – № 6. – С. 51–54.



значати на слух і розрізняти рівні вібрації за допомогою слухових трубок (точка 1), відразу ж всі вимоги підвищилися. Причому одночасно з'явився конфлікт у точці 2 між вартістю самих вібростем та монтажними і налагоджувальними роботами. Тобто конфлікт цих трьох параметрів обумовлений відсутністю нормативних економічних і цінових баз.

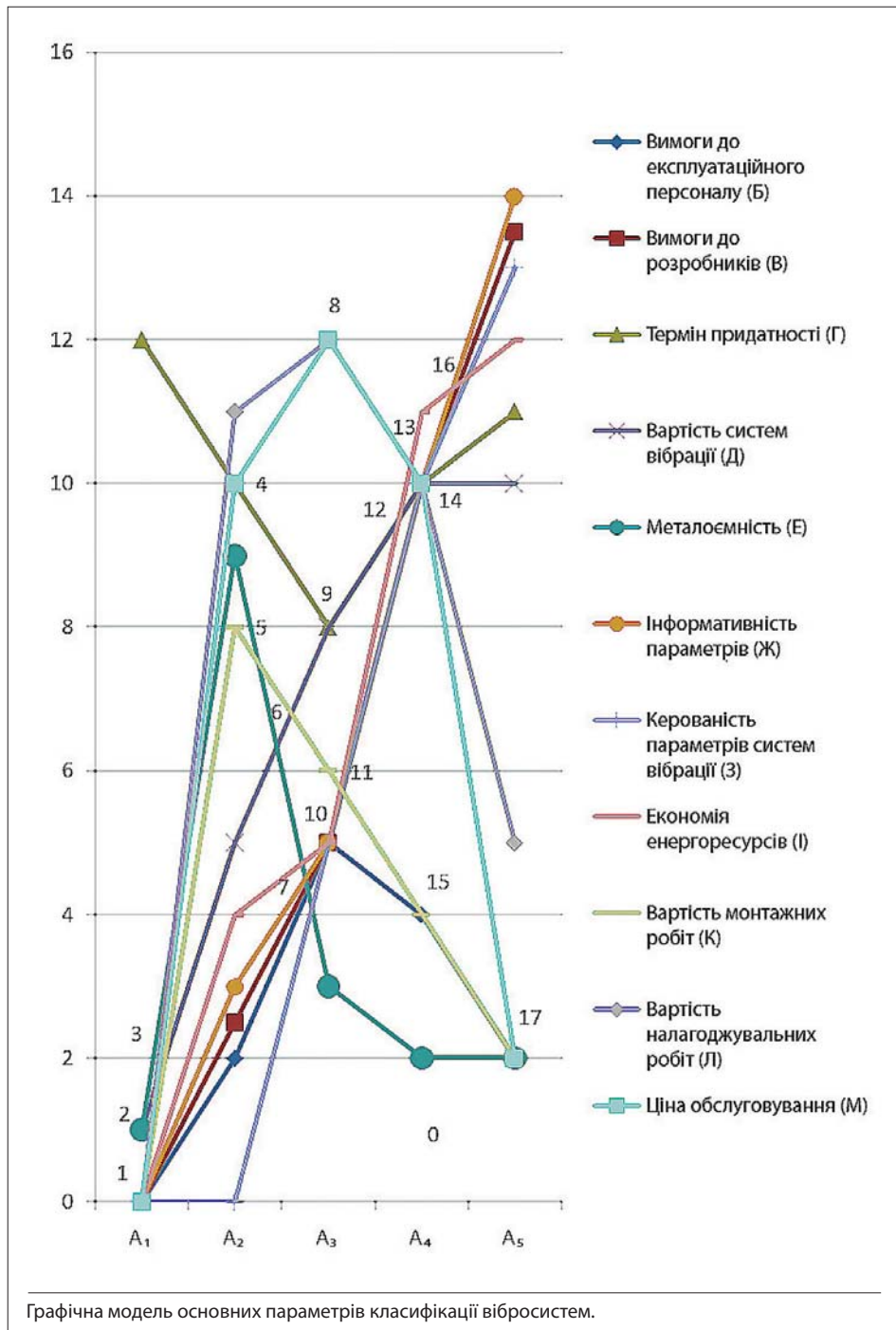
Аналіз конфлікту в точці 4 показує, що внаслідок зростання вартості вібростем (крива Д) підвищуються витрати на обслуговування (крива М) за рахунок застосування здебільшого імпортованих вібростем, а строк їхньої служби при цьому зменшується й не дає того декларованого ефекту.

Конфлікти в точках 5, 6 і 7, що виникнуть у такій послідовності, призведуть до упорядкування понять і створення регуляторів вібрації, що відображено в точках конфлікту 8, 9 і 10. Створення віброрегуляторів (точка 10) призведе до зростання цілої низки вимог, задоволення яких спричинить створення систем вібродіагностування. Це необхідно для визначення технічного стану, виконання функцій вібростем та САК четвертого покоління. Конфлікти (точки 12, 13 і 14) будуть дещо відрізнятися між собою, але розуміння їх сутності допоможе вирішити технічні проблеми щодо створення п'ятого покоління вібростем і САК. При цьому вартість монтажних і налагоджувальних робіт, а також обслуговування знизиться до мінімуму.

Враховавши все вищезазначене, можна зробити такі висновки:

1. Регуляторів вібрації третього покоління, як і САК A_3 , ще не створено. Таким чином, процес удосконалення систем вібрації зупинився на A_2 (збір й обробка інформації про вібропараметри об'єкта керування) і не рухається далі. Основна причина – це надлишок інформації про вібропараметри і відсутність систематизації наявних віброданих.

2. Під час створення або впровадження сучасних САК ГПА можна буде визначити, чи відповідає головна функція вібростем вимогам запропонованих САК. Тобто чи є в САК певного покоління така вібростема, що відповідає всім вимогам, які до неї ставлять.



3. Якщо в САК, наприклад третього покоління, немає тільки регуляторів вібрації, то цю САК ще можна модернізувати. Якщо САК A_3 буде оснащено вібростемами другого покоління, тобто вібросигналізаторами, то це тільки погіршуватиме її роботу.

4. Результати виконаної роботи розкривають сучасні напрями розвитку технологій віброкерування та перспективи на майбутнє, показують, які вимоги будуть висуватися до експлуатаційного персоналу й розробників систем.

5. Дана класифікація дасть змогу експлуатаційному персоналу швидко й легко визначити призначення, рівень, переваги й недоліки, цикл життя тієї чи іншої вібростеми. Це дасть можливість вирішити усі робочі питання модернізації, реконструкції, розробки тощо.

6. Науковцям і розробникам вібростем дана робота допоможе порівнювати й аналізувати всі наявні системи вібрації, показувати шляхи для їх подальшого вдосконалення.

Перша українська нафта, видобута за кордоном

18 лютого 2009 р., вочевидь, стане знаковою датою в історії нафтогазової промисловості України, адже саме в цей день отримано промисловий приплив нафти – 80 т за добу – зі свердловини, пробуреної компанією «Нафтогаз України» в Арабській Республіці Єгипет.

Уперше за часів незалежності за межами України отримано нафту, що є власністю держави. Таким чином, у реалізації міжнародних проектів завдяки зусиллям НАК «Нафтогаз України» започатковано втілення в життя основних положень Енергетичної

стратегії України до 2030 р. із питань диверсифікації джерел поставок енергоресурсів.

Хронологія подій

Наприкінці 2004 р. Єгипетська Генеральна Нафтова Корпорація (EGPC) оголосила міжнародний тендер під назвою «Bid Round 2005» на розвідку та розробку трьох блоків західної частини пустелі Сахара: Alam El-Shawish West, Alam El-Shawish East та Abu Sennan.

Вже у січні 2005 р. ДП «Науканафтогаз» виконало науково-дослідну роботу з вивчення геологічної будови та

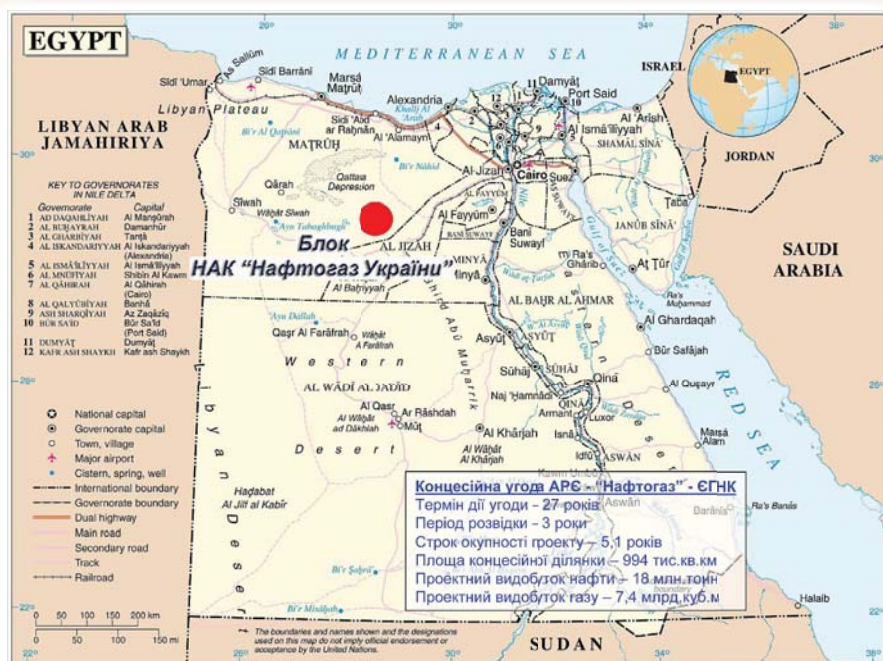
визначення економічної доцільності інвестицій у перспективні нафтогазові блоки Єгипту. В ході досліджень визначено, що найбільш привабливим для можливостей НАК «Нафтогаз України» є блок Alam El-Shawish East. За рішенням правління компанії щодо участі у тендері підготовлено та надано до Міжнародного тендерного комітету пропозиції української сторони.

У червні 2005 р. НАК «Нафтогаз України» було визнано переможцем другого раунду міжнародного тендеру на розробку та видобування нафти і газу вищезгаданого блоку на умовах концесійної угоди.

Протягом 2005–2006 рр. фахівці здійснювали необхідні юридично-правові процедури відповідно до законодавства Єгипту, погоджували фінансові зобов'язання сторін угоди.

13 грудня 2006 р. між трьома сторонами – Арабською Республікою Єгипет, Єгипетською Генеральною Нафтовою Корпорацією і НАК «Нафтогаз України» – було підписано концесійну угоду, для реалізації положень якої та з метою зміцнення своєї присутності на північно-африканському енергетичному ринку на початку 2007 р. було створено філію «Нафтогаз України» в АРЕ.

Протягом 2007–2008 рр. компанія здійснювала 3D-сейсмічні дослідження концесійної ділянки. Після обробки результатів досліджень визначено точки буріння розвідувальних свердловин.



Перша свердловина.

Геологічні аспекти

28 жовтня 2008 р. у північній частині концесійної території було розпочато буріння розвідувальної свердловини Нг-34/3. Мета буріння – дорозвідка родовища НГ, відкритого у 1995 р. Єгипетською Генеральною Нафтовою Корпорацією.

У регіональному плані родовище НГ розташоване на периферії басейну Абу-Харадіг, у південно-східній його частині. В геологічній будові беруть участь відклади крейди та неогену. По покрівлі відкладів формації Бахарія (верхня крейда) структура НГ є типовою напів-антиклінально північно-західної орієнтації зі зрізаним північним крилом. Пошуково-розвідувальне буріння проводилося єгипетською компанією GPC. Всього на родовищі було пробурено дві глибокі свердловини: Нг-34/1 – у 1995 р. та Нг-34/2 – у 2002 р. За результатами глибокого буріння на родовищі НГ відкрито нафтовий і газовий поклади в теригенних відкладах формації Абу-Роаш «G» (продуктивні горизонти G-1, глибина залягання 3 035, і G-2, глибина залягання 3 060 м). У 2004 р. за результатами переінтерпретації наявної геолого-геофізичної інформації фахівці ДП «Науканафтогаз» оцінили видобувні запаси відкритих горизонтів у 670 тис. т умовного палива та обґрунтували перспективність більш заглибленого горизонту G-3, а також формації Бахарія. З огляду на незначні обсяги запасів вуглеводнів у розвіданих горизонтах, основною метою дорозвідки родовища стало вивчення перспектив нафтогазоносності цих об'єктів.

Свердловину Нг-34/3 пробурено до глибини 3 505 м, до розкриття відкладів формації Кхаріта. За результатами інтерпретації одержаних геолого-геофізичних матеріалів у розрізі свердловини виявлено три перспективних об'єкти: перший – горизонт G-3 (3 142,5–3 159,0 м); другий – горизонт G-2 (3 052,0–3 068,0 м); третій – горизонт G-1 (3 023,0–3 049,0 м).

18 лютого 2009 р. розпочато випробування першого об'єкта (нижній горизонт G-3), за результатами якого на штуцері 3/4 дюйма одержано приплив нафти дебітом 588 бар/добу (80 т/добу).

Характеристика припливу нафти та пластових флюїдів:

тиск на усті свердловини (WHP – well head pressure) – до 2,55 МПа (370 psi – pounds per square inch);



вміст механічних домішок та води, % вагові (BS&W) – 0,2 %;

густина нафти – 0,812 г/см³ (API = 42,7 ° – градуси Американського інституту нафти);

дебіт скупного газу (gas rate) – до 11,6 тис. м³ на добу (0,41 MMscf/ D – millions of standard cubic feet per day);

відносна густина газу по повітрю (gas gravity) – 0,992;

розрахунковий газовий фактор – 145 м³/ т.

Таким чином, за попередніми даними, колекторські властивості продуктивного горизонту G-3 оцінюють як високі, а нафту можна віднести до легких, із низьким вмістом механічних домішок та води. Більш точно характеристики продуктивного покладу буде визначено за результатами гідродинамічних досліджень свердловини та лабораторних досліджень фізико-хімічних властивостей флюїдів.

Фахівці «Нафтогазу України» покладають також надії на випробування верхніх горизонтів G-2 та G-1, що мають вищі продуктивні характеристики та більшу нафтонасичену товщину.

Подальший розвиток проекту

Відповідно до виробничої програми Компанія планує продовжити пошуково-розвідувальне буріння у межах родовища НГ, а також здійснити випробування нових об'єктів у раніше пробурених свердловинах Нг-34/1 та Нг-34/2. Крім цього, передбачено буріння трьох пошукових свердловин на структурах південної частини та двох – на структурах північної частини концесійної ділянки.

На сьогодні свердловину Нг-34/3 законсервовано. Спеціалісти здійснюють підготовку до випробування інших перспектив-



них горизонтів та опрацьовують організаційні питання механізму реалізації продукції.

Компанія «Нафтогаз України» вже здійснює буріння наступної розвідувальної свердловини. За станом на кінець березня проходка становила 1 200 м. Буріння та подальше випробування цієї свердловини дасть можливість уточнити геолого-геофізичні параметри продуктивних покладів та більш коректно підрахувати запаси вуглеводнів родовища НГ.

Спас В. Б., НАК «Нафтогаз України»
Спас В. В., МНТУ

НАЦІОНАЛЬНА АКЦІОНЕРНА КОМПАНІЯ «НАФТОГАЗ УКРАЇНИ»
ДОЧІРНЄ ПІДПРИЄМСТВО
«НАУКОВО-ДОСЛІДНИЙ ІНСТИТУТ НАФТОГАЗОВОЇ ПРОМИСЛОВОСТІ»

ОГОЛОШУЄ ПРИЙОМ ДО АСПІРАНТУРИ

на 2009 р.

(з відривом та без відриву від виробництва)

за спеціальностями:

04.00.17 – Геологія нафти і газу;
05.15.06 – Розробка нафтових та газових родовищ.

Вступники подають такі документи:

- 1) заяву на ім'я генерального директора;
- 2) особовий листок обліку кадрів із фотокартками (2 шт. 4 × 6), засвідчений за місцем роботи;
- 3) список опублікованих наукових праць і винаходів або наукову доповідь (реферат);
- 4) медичну довідку про стан здоров'я за формою N 086-у;
- 5) копію диплома про закінчення вищого навчального закладу (спеціаліст, магістр);
- 6) посвідчення про складання кандидатських іспитів (за наявності).

Паспорт та диплом про вищу освіту подаються вступником особисто.

Документи подаються ученому секретарю інституту
(Київська область, м. Вишневе, вул. Київська, 8, тел. 391 7417)

Прийом документів – із 3 серпня до 3 вересня 2009 р.