

**ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ
ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ**



Нафтогазові технології

Дайджест



2018



Міністерство освіти і науки України

**ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ
ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ**

Науково-технічна бібліотека



Нафтогазові технології

Дайджест

Випуск 8

Івано-Франківськ

2018

УДК 016:622.24
Н 34

У к л а д а ч : Л. М. Локотош

Відповідальна
за випуск : Я. А. Пилип

Н34 Нафтогазові технології : дайджест. Вип. 8 / [уклад.
Л. М. Локотош] ; Наук. техн. б-ка. - Івано-Франківськ :
НТБ ІФНТУНГ. – 2018. – 58 с.

Дайджест «Нафтогазові технології» підготовлений на основі матеріалів науково-практичних журналів «Нафтогазова галузь України», «Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ», «Автоматическая сварка», «Техническая диагностика и неразрушающий контроль» за 2017-2018 роки.

Дайджест адресований науковцям, викладачам, студентам вищих навчальних закладів нафтогазового профілю та тим, хто зацікавлений в отриманні актуальної інформації про нафтогазову галузь промисловості буріння свердловин, видобування вуглеводнів, нетрадиційні технології та енергоефективність.

УДК 016:622.24

Науково-технічна бібліотека
ІФНТУНГ, 2018

Зміст

<i>Від укладача.....</i>	<i>6</i>
<i>1 Прогнозування, перспективи та можливості.....</i>	<i>7</i>
<i>2 Техніка і технологія розвитку.....</i>	<i>10</i>
<i>3 Практика застосування.....</i>	<i>29</i>
<i>4 Обладнання та інструменти.....</i>	<i>39</i>

Від укладача

Використання сучасних технологій на всіх етапах промислового освоєння родовищ нафти і газу забезпечує можливість управління різними процесами, контроль і визначення оптимальних технологічних режимів їх експлуатації. Впровадження багаторівневого управління розробкою родовищ із урахуванням їх гідродинамічних особливостей мінімізує непродуктивні витрати на кожному етапі, забезпечуючи оптимальні рівні видобутку вуглеводнів і рентабельності інвестиційних проектів.

Для висвітлення основних технологічних процесів в нафтогазовій галузі необхідно детально розкрити їх складові. Основи буріння нафтових і газових свердловин полягають не тільки в знанні класифікації та будови свердловин, а й розгляді способів буріння, будови бурових установок, бурового обладнання та інструменту.

Науково-технічна бібліотека Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу пропонує читацькій аудиторії восьмий випуск дайджесту «Нафтогазові технології», підготовлений на основі матеріалів журналів «Бурение и нефть», «Время колтюбинга», «Нафтогазова галузь України», «Научные труды», «Нефть и газ», «Управление качеством в нефтегазовом комплексе».

Наведені у виданні матеріали покликані допомогти в освоєнні базових знань при вивченні нафтогазових технологій.

Матеріал в дайджесті згруповано по розділах, а в межах кожного розділу - в алфавітному порядку авторів та назв статей. Короткий виклад змісту документів подається мовою оригіналу.

Видання адресоване науковцям, викладачам, студентам вищих навчальних закладів нафтогазового профілю та тим, хто зацікавлений в отриманні актуальної інформації про нафтогазову галузь промисловості, буріння свердловин, видобування вуглеводнів, нетрадиційні технології та енергоефективність.

Прогнозування, перспективи та можливості

Євдощук М. І. Газовугільні родовища - джерела вуглеводневої сировини / М. І. Євдощук, Г. М. Бондар, Л. А. Пристінська // Нафтогаз. галузь України. – 2018. – № 2. – С. 17-22.

«Практично у всіх вуглевидобувних країнах світу важливого значення набуває метан газовугільних родовищ - не тільки як фактор ризику газових викидів у шахтах, а також як потужне джерело розширення сировинної бази вуглеводнів. За різними оцінками, його загальні світові ресурси становлять від 93,4 до 285,2 трлн м³, а Україна за ресурсами метану посідає одне з чільних місць у світі після США, Росії, Китаю. Зокрема, у вугільних шахтах і вуглевмісних породах газовугільних басейнів України, за попередніми оцінками, міститься від 12,0 до 25,0 трлн м³, з них видобувні становлять 3,0-3,5 трлн м³.

Наразі видобуток метану як супутньої корисної копалини здійснюється у процесі дегазації вуглепородного масиву для вирішення проблем:

- створення безпечних умов видобутку вугілля;
- зменшення техногенних викидів метану в атмосферу;
- отримання висококалорійної сировини.

В Україні створено необхідні технології видобутку й використання метану газовугільних басейнів і розвитку метановидобувної промисловості: розроблено державні й відомчі нормативні документи, що охоплюють весь перелік робіт, пов'язаних із видобуванням, транспортуванням, споживанням метану; вітчизняна промисловість випускає необхідне обладнання й апаратуру, зокрема мобільні газодизельні та газотурбінні станції, газонаповнювальні компресорні станції, що працюють на вугільному метані.

З погляду комплексного освоєння газовугільних родовищ, проведені науково-технологічні дослідження дали змогу запропонувати ряд критеріїв загального геологічного і технологічного спрямування для виділення першочергових об'єктів з видобутку вугільного метану.

За складних умов сьогодення забезпечити суттєвий приріст ресурсів і запасів вуглеводнів за рахунок відкриття найближчим часом

крупних родовищ природного газу традиційного типу малоймовірно, а невеликі родовища, які сьогодні ще відкриваються, міститимуть і малі запаси. Інтенсифікація робіт із видобутку природного газу на великих, але на сьогодні виснажених родовищах і видобуток із родовищ нетрадиційних типів - газу центрально-басейнового типу, «сланцевого» газу, газу ущільнених колекторів та інших - потребує значних матеріальних і фінансових зусиль та з огляду на значні можливі екологічні ризики не задовольняє потреби для забезпечення енергетичного балансу держави.

Водночас необхідність, можливість і економічна доцільність великомасштабного видобування метану в Україні підтверджується досвідом ряду країн та розрахунками собівартості газу вугільних розрізів і вуглепородних масивів, яка дорівнює собівартості газу нафтогазоносних надр Дніпровсько-Донецької западини.

Передумовою вирішення проблеми видобутку метану газувугільних родовищ є науково обґрунтоване визначення геологічних умов формування газогенераційного потенціалу, встановлення джерел його походження у контексті з'ясування генезису вуглеводнів.

Родовище кожної корисної копалини - це частка прояву багатofакторного й вічного процесу формування земної кори, протягом якого кожне родовище проходить повний життєвий цикл: формується, існує протягом деякого часу і руйнується.

Родовища вуглецевовмісних корисних копалин (нафти, газу, вугілля, горючих сланців тощо) мають спільне генетичне коріння. Водночас деякі питання їх генезису, які суттєво впливають на методику прогнозування, пошуку та технології видобутку, залишаються дискусійними.

Щодо генезису родовищ вуглеводнів протиріччя між положеннями органічної гіпотези та фактами з практики пошуку і розробки покладів нафти і газу досягли критичного значення - положення осадоочно-міграційної гіпотези почали гальмувати розвиток геологорозвіду-

вальних робіт і можливості їх переорієнтації та прогнозування й освоєння ресурсів вуглеводнів на більш ефективну наукову основу.

Питання генезису газовугільних родовищ є ще складнішим. Гіпотеза утворення вугілля з рослинних залишків через торф не пояснює багато особливостей будови та складу вугільних пластів і родовищ загалом. Усі дослідники газовугільних родовищ вважають, що газ метан є генетично пов'язаним із вугіллям, різницю вбачають лише в характері цих зв'язків: одні вважають, що газ генерується органічною речовиною рослинних залишків, з яких утворилося вугілля, а інші стверджують, що газ утворюється в процесі метаморфізму вугілля.

Але чисельні факти з практики розробки газовугільних родовищ вступають у протиріччя з цими гіпотезами. У складі газів вугільних пластів встановлені метан, етан, бутан, пропан, водень, вуглекислий газ, азот, гелій, аргон та інші інертні гази. Досі ще не встановлено факту генерації рослинними залишками такого асортименту газів, включаючи інертні.

Порівняльний аналіз процесу торфонакопичення та морфології вугільних пластів однозначно відкидає гіпотезу утворення останніх із торфу. Торфонакопичення ідентичне процесу формування осадових порід - на дно водойми випадає весь привнесений в нього теригенний, рослинний, хемогенний матеріал. Потужність осадків визначається кількістю матеріалу, що випадає в осадок, і на близько розташованих ділянках дна водойми - в низинах і на підняттях - вона однакова, а змінюється тільки в регіональному плані. Детальний морфоструктурний аналіз вугільних пластів показує, що в початковому заляганні їх шаруватість, незалежно від форм рельєфу, завжди горизонтальна, а зміна їх потужностей переважно проходить за рахунок нижніх шарів і частково - за рахунок ерозії, розмивів верхньої частини шару.

Дослідники також підмітили важливу особливість будови вугільних шарів. У випадку значної диференціації рельєфу підстилаючих відкладів на позитивних формах рельєфу тонкий вугільний шар відповідає верхній частині підвищеної потужності в понижених ділянках рельєфу.

Цілком очевидно, що ці ознаки характерні тільки для випадків заповнення рельєфу рідиною. На особливості будови вугільних шарів, що не узгоджуються з гіпотезою утворення їх із торфу, вказано в роботі.

Розглядаючи співвідношення потужностей вугільних і торф'яних шарів, необхідних для їх утворення, треба відзначити, що для надпотужних вугільних шарів у 400-500 м, які трапляються в деяких вугленосних басейнах, необхідно мати торф'яне болото глибиною понад 4000 м, існування якого в принципі неможливе. Глибина сучасних торф'яних боліт становить не більше 10 м».

Іванишин В. С. Західний нафтогазопромисловий регіон: історія розвитку та перспективи / В. С. Іванишин, Я. Г. Лазарук // Нафтогаз. галузь України. – 2018. – № 2. – С. 33-37.

«Бурхливий розвиток нафтогазовидобутку в районі пов'язаний з відкриттям у 1951 р. покладів нафти в менілітових відкладах скл. Глибинна і газоконденсату в еоценових у 1958 р., внаслідок чого видобуток нафти зріс до 526,5 тис. т у 1963 р.

У подальшому, незважаючи на відкриття нових родовищ: Гвіздецького (1963), Пнівського (1963), Довбушанського (1976), Луквинського (1977), Бистрицького (1980), Лопушнянського (1984) та ін., видобуток нафти знижувався: у 1990-1994 рр.-до 200 тис. т., у 1998 р. - 163,3 тис.т.

Відбори супутнього газу коливалися від 20 до 25 млн м³ у 1947-1956 рр., а від 1957 р. зросли в 1965-1974 рр. до 550-600 млн м³.

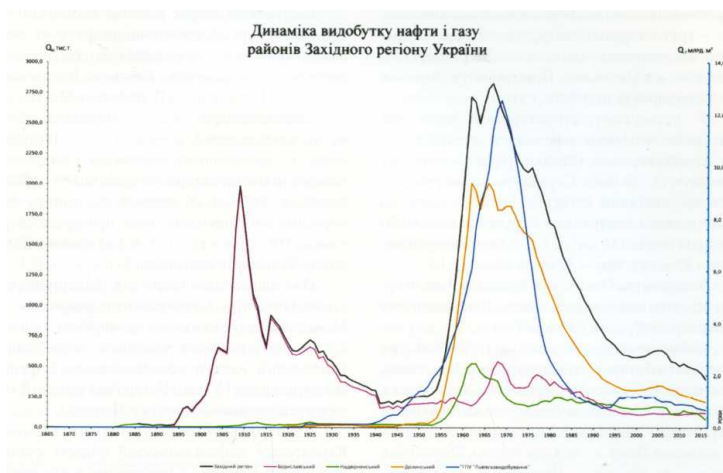
Розробку газових і газоконденсатних родовищ Західного регіону здійснює ГПУ «Львівгазвидобування». Геологорозвідувальними роботами розвідано Дашавське родовище, виявлено основні горизонти на Опарському, Угерському і Косівському родовищах та відкрито Більче-Волицьке. Здійснено будівництво магістрального газопроводу Дашава-Київ завдовжки 509 км діаметром 500 мм і

продовжено до Москви. У 1948 р. видобуток природного газу перевищив 1 млрд м³.

Найвищий рівень видобутку газу з родовищ Прикарпаття - понад 12 млрд м³- припадає на 1968-1970 рр. (рисунок).

На базі виснажених покладів Угерського, Дашавського, Опарського, Більче-Волицького і Богородчанського родовищ споруджено потужні підземні сховища газу, які за активним об'ємом газу найбільші в Європі.

Загалом за всю історію розробки з надр Західного регіону вилучено 114 млн т нафти, 3,0 млн т конденсату, 264,1 млрд м³ вільного газу та 45,4 млрд м³ нафтового газу.



У Західному регіоні України балансові розвідані і попередньо розвідані запаси вуглеводнів на початок 2017 р. становили: нафти - 46,5 млн т, конденсату - 0,22 млн т, вільного газу - 86,2 млрд м³, нафтового газу - 24,8 млрд м³. За результатами досліджень УкрДГРІ перспективні та прогнозні ресурси становлять 162 млн т нафти з конденсатом, 365 млрд м³ вільного газу та 76 млрд м³ нафтового газу. Упродовж 1991-2015 рр. сейсморозвідувальними роботами виявлено 254 і підготовлено 121 перспективні об'єкти загальною площею 1221,7 км² з перспективними ресурсами у нафтовому еквіваленті 142 млн т.

На глибинах до 3 км у Бориславському районі неопіщукваними залишилися структури першого та другого структурних ярусів: Північноблажівська, Блажівська, Чуквинська, Монастирецька, Черхавська. У цьому районі сейсморозвідувальними роботами спрогнозовані Південно-

східницька, Буківська, Перешпинська структури, а на північному продовженні Бориславського нафтогазового родовища - Західнопопельська, Північноопаківська, Шумівська та Ясеницька структури другого ярусу складок.

У Долинському та Надвірнянському нафтогазопромислових районах перспективними на невеликих глибинах можуть бути Вільхівська, Хрепилівська, Магурська складки першого структурного ярусу.

Основні перспективи Бориславсько-Покутської зони пов'язуються з об'єктами другого і третього ярусів складок до 3-6,5 км з ресурсами нафти до 10 млн т. У межах Семигинівського блоку в третьому структурному ярусі складок розташована Довголуцька антикліналь.

У 1990-х рр. на схід від Стинавського родовища сейсморозвідувальними роботами у другому та третьому ярусах закартована смуга піднять із глибинами 5900-6800 м: Лісовицька, Смолянська, Жижавська, Підберезька площею 52 км² із запасами 87 млн т.

У Долинському нафтопромисловому районі основні перспективи нафтогазоносності пов'язуються з групою структур першого та другого ярусів, виявлених сейсморозвідкою: Тисівською, Витвицькою, Осічнянською, Кальнівською, Кльовською, Максимівською, Кічерською, Тарасівською, Лолинською, Липовецькою, Сиваківською та на схід - Вільхівською.

У Надвірнянському нафтопромисловому районі сейсморозвідувальними роботами закартовано і підготовлено значну кількість антиклінальних піднять, пов'язаних із третім та четвертим структурними ярусами: Північнолюбіжнянське, Любіжнянське, Меришорське, Нижньоделятинське, Південноделятинське».

Олійник О. П. Геологія і перспективи нафтогазоносності воронезької товщі Вісачківсько-Ромоданівської структури / О. П. Олійник, С. О. Мачуліна, В. С. Куріленко // Нафтогаз. галузь України. – 2018. – № 1. – С. 3-6.

Вісачківсько-Ромоданівську антикліналь у тектонічному відношенні приурочено до окраїни Любенсько-Білоцерківського виступу в межах південної прибортової зони в розломопарі Прип'ятсько-Маницького крайового розлому ДДЗ. Підняття складене Вісачківським і Ромоданівським соляними діапірами, які поєднуються міжкупольною зоною та ускладнені розривними порушеннями (рис. 1).

У будові структури беруть участь верхньодевонські відклади, представлені товщами: підсольовою ($D_{j_1}Chr_1$, $D_{j_2}Sm-al$, $D_{z_3}vr$), сольовою ($D_{f_3}vr$ і $ev-lv$); міжсольовою ($D_{j_4}r_1zd-el$), які із перервою (відсутня надсольова товща ($D^{fm_1}dn-lb$ і $oz-ch$) перекриваються нижньо- (C_{jt-v-s}) і середньокам'яновугільними (С,Б) породами. Кам'яновугільні породи із стратиграфічною перервою поховані під кайнозойськими утвореннями. На крилах і перикліналях антикліналі розвинені мезозойські відклади (рис. 2).

У розрізі св. Крем'янківська 402 (міжкупольна зона) у відкладах соленосної товщі, за аналізом керну і даними геофізичних досліджень свердловин (ГДС), розкрито потужну товщу карбонатно-глинистих порід (інт. 3023-3326 м), яка відповідає руднянській світі, охарактеризованій воронезькою фауною. Вона представлена переважно щільними піритизованими аргілітами зі включеннями прошарків алевролітів, глинистими щільними пісковиками, чорними мергелями з прошарками бурих і сірих щільних міцних вапняків (до 10 см); місцями вапняки дрібнозернисті тріщинуваті, тріщини заповнені кальцитом або прозоро-помаранчевою сіллю; трапляється значна кількість лінз та шматків фюзенізованої рослинної тканини і піриту, що свідчить про депресійні умови осадконагромадження, спостерігається запах ВВ.

За даними І. В. Галицького (1970), карбонатно-глиниста товща зіставляється з аналогічною товщею перешарування

порід циклу ν_3 у св. Колайдинцівська 7, Великобагачанська 7, Вісачківська 4 і 7, Ромоданівська 482, що свідчить про її значне поширення в межах південної прибор- тової зони ДДЗ.

Концентрації S_{op} , у вапняковистих чорних аргілітах становлять 0,65-1,50%, максимальні значення сягають 2,8-2,95%. Таким породам притаманний високий ступінь відновлення і бітумінозність. За Л.М. Габінет, найбільш високі концентрації органічної речовини і рухомих бітумоїдів характерні лише для доманікоїдних карбонатно-глинистих порід воронезького горизонту.

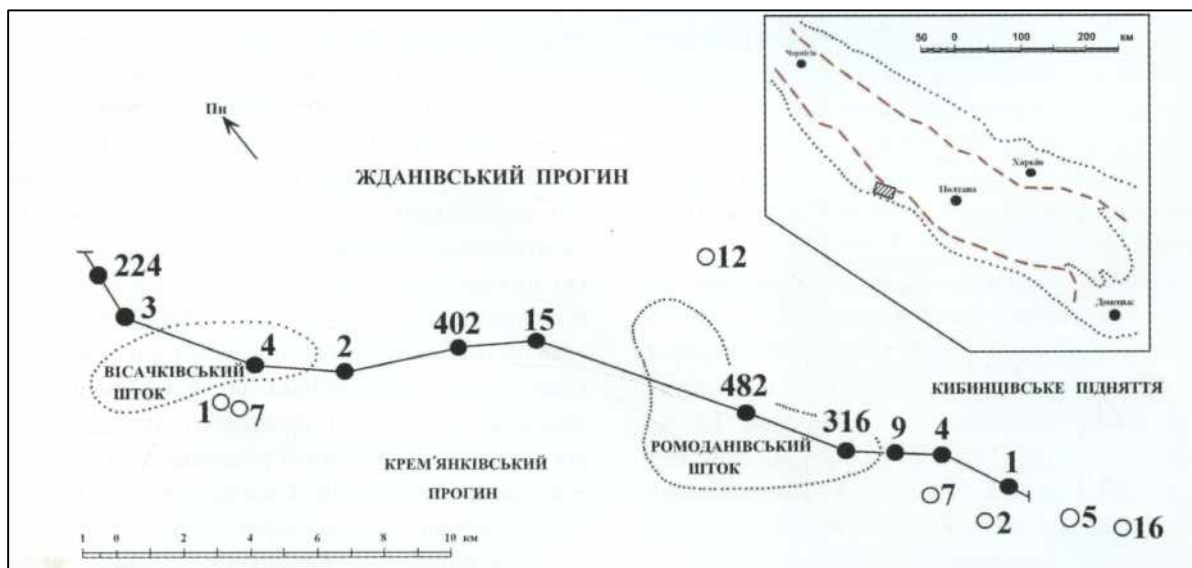


Рис. 1. Схематичні оглядові карти «Дніпровсько-Донецької западини та Вісачківсько-Ромоданівської структури».

Сучасні геологічні здобутки ПАТ "Укрнафта"

/ В. Й. Прокопів, Д. А. Кекух, Т. І. Музичко, С. П. Тивончук
 // Нафтогаз. галузь України. – 2018. – № 2. – С. 12-16.

«Більша частина родовищ, на розробку яких ПАТ «Укрнафта» володіє відповідними спецдозволами, мають дуже складну будову.

Однією з передумов досягнення необхідної якості структурно-параметричного моделювання є проведення високоякісних сейсмічних ЗБ-досліджень, які, у свою чергу, вимагають ретельного планування систем спостережень із максимальним урахуванням сейсмогеологічних особливос-

тей об'єктів досліджень. Методики проведення сейсмічних досліджень, ексклюзивні алгоритми обробки та інтерпретації сейсмічної інформації, розроблені нашими фахівцями, забезпечують високу просторову роздільну здатність під час формування об'ємного зображення геологічного середовища (рис. 2) і сприяють отриманню детальних структурно-тектонічних каркасів об'єктів досліджень. На основі отриманих сейсмогеологічних моделей виконується прогноз просторового розподілу фільтраційно-ємнісних та літофаціальних характеристик продуктивних розрізів родовищ вуглеводнів.

З 2004 р. спроектовано та здійснено супервайзинг проведення для ПАТ «Укрнафта» дванадцяти 3D висококондиційних сейсмічних спостережень на пріоритетних для товариства родовищах, серед яких найбільші нафтові родовища України - Анастасівське, Бугруватівське, Глинсько-Розбишівське. Проведені роботи у поєднанні із застосованими власними методиками інтерпретації первинної сейсмічної інформації дали можливість отримати якісні геолого-тектонічні моделі, провести гідродинамічні розрахунки та на основі виконаного моделювання запроектувати буріння 19 свердловин, 9 з яких - із горизонтальним закінченням довжиною 100-250 м.

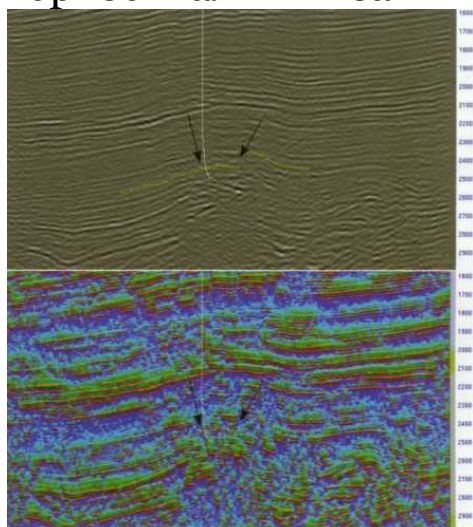


Рис. 2. Результати динамічної переобробки хвильового поля, що дають змогу прогнозувати наявність малоамплітудних порушень під час проектування горизонтальної свердловини

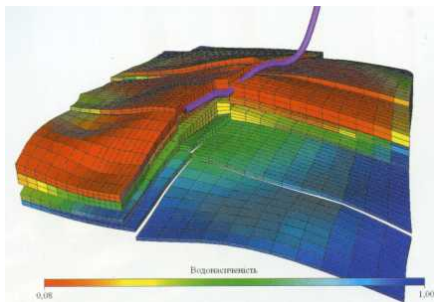


Рис. 3. Об'ємна модель продуктивного горизонту К-4 та фактичне положення стовбура горизонтальної св. 700 Мільківського родовища

На рис. 3 зображено об'ємну модель продуктивного пласта та фактичну траєкторію однієї з пробурених горизонтальних свердловин.

Буріння запроектованих свердловин збільшило загальний видобуток нафти на 1,1 млн т, з них 803,3 тис. т припадає саме на горизонтальні свердловини. При цьому використання об'ємного цифрового геологічного та гідродинамічного моделювання дало змогу робити високоточні прогнози роботи запроектованих свердловин. Еталонним прикладом такого високоточного прогнозу вже стала горизонтальна св. 510 Бугруватівського родовища, в якій до заміни глибинного насоса на більш продуктивний фактична робота свердловини практично збігалася з її прогнозними показниками (рис. 4).

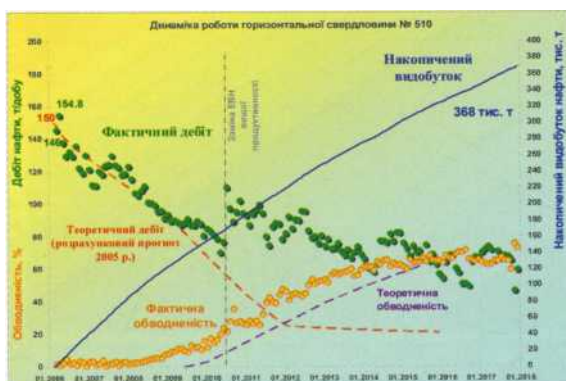


Рис. 4. Прогноз та фактична робота горизонтальної св. 510 Бугруватівського родовища протягом 12 років

Успішне впровадження практики горизонтального розкриття продуктивних горизонтів відкриває нові перспективи для експлуатації продуктивних пластів незначної товщини, розробка яких вертикальними свердловинами є малоефективною. Так, на Бугруватівському родо-

вищі продуктивний верхньовізейський горизонт В-16 має ефективну товщину переважно в діапазоні 4-14 м. Середній початковий дебіт нафти вертикальних свердловин, які працюють із цього горизонту, становить 0,5-12 т/д, інколи досягаючи 17 т/д. Водночас початковий дебіт нафти горизонтальних свердловин 525 та 535, які пробурені на цей горизонт за результатами моделювання,

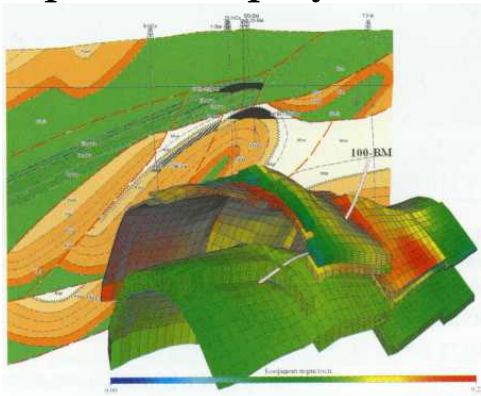


Рис. 5. Об'ємна модель менілітових продуктивних горизонтів та фактичне положення в бориславському пісковнику стовбура горизонтальної св. 100 Верхньомасловецького родовища

становив 75 т/д та 68,7 т/д, а середній дебіт за час роботи - 58 т/д та 46 т/д нафти відповідно.

Нафтогазоносні регіони України (Дніпровсько-Донецька западина (ДДЗ) та Передкарпатський прогин), в яких ПАТ «Укрнафта» проводить видобування вуглеводнів, кардинально відрізняються за геолого-тектонічною будовою. На поточний момент буріння горизонтальних свердловин Товариство застосовує переважно на об'єктах ДДЗ, які (окрім приштокових зон) мають кути залягання порід здебільшого 4-7°. На родовищах Передкарпатського прогину, де кути залягання порід досягають 90°, що пов'язано з наявністю складчастих структур, товариство тільки розпочинає застосовувати буріння горизонтальних свердловин з використанням методики ефективного геостірінгу».

Щуров І. В. Ефективне використання ресурсного потенціалу діючих об'єктів - один із напрямів нарощування видобутку газу та зміцнення енергонезалежності України / І. В. Щуров, І. П. Гафич, О. С. Дорошенко // Нафтогаз. галузь України. – 2018. – № 2. – С. 5-11.

«Україна сьогодні як ніколи потребує ефективних кроків щодо нарощування ресурсного потенціалу вуглеводнів (ВВ) і видобутку нафти та газу для забезпечення власних потреб і зміцнення енергонезалежності держави.

Позитивні зміни законодавчої бази надрокористування та інвестиційного клімату останніх років привели до зупинки падіння і до поступового нарощування видобутку природного газу. Найбільш інтенсивного поширення набули заходи «швидкого успіху» - робота з діючим фондом свердловин: гідророзриви пластів (ГРП) та інтенсифікація; капітальні ремонтні і відновлювальні роботи у свердловинах. Однак ефект цих заходів спостерігається здебільшого тільки в короткотерміновій перспективі.

Більш повільними темпами просуваються роботи з буріння нових свердловин, приросту запасів та нарощування видобутку ВВ на нових перспективних площах. Незважаючи на те, що результати геологорозвідувальних робіт (ГРР) і пошукового буріння на нових перспективних об'єктах дали би змогу суттєво наростити запаси ВВ та обсяги видобутку газу, вони потребують часу (у середньому 5-7 років) та значних інвестицій в умовах високого ризику капіталу. Останньому сьогодні не сприяє ні недосконале регуляторне законодавство, ні наявний інвестиційний клімат.

Нові, «трендові» напрями, зокрема Shale gas, не дістали широкого розвитку в Україні. Якщо не торкатися екологічних проблем, то головними перешкодами для їх реалізації гравцями міжнародного рівня стали нестабільне політичне становище та пов'язані з ним ризики капіталу. Для українських компаній, серед іншого, - ще і значні обсяги необхідних інвестицій, відсутність технологій і досвіду робіт. Суттєве нарощування видобутку, ймовірно,

може бути здійснено з об'єктів типу Tight gas, оскільки такого роду об'єкти є на більшості діючих родовищ і з ними пов'язані значні нерозроблені запаси газу.

Водночас така робота потребує часу, коштів та відповідних технологій, а також уміння їх використовувати в конкретних геологічних умовах. Таким чином, якщо продовжувати рухатися екстенсивним шляхом розвитку, ми приречені постійно наздоганяти наші державні завдання в намаганні стати енергетично незалежними та покривати потреби у нафті та газі власним видобутком. Реальність у загальнодержавному вимірі така, що, незважаючи на всі потуги вітчизняних видобувних і сервісних компаній перейти до інтенсивного типу розвитку, нафтогазовий бізнес продовжує рухатися переважно екстенсивним шляхом. Такий поступ, на жаль, не відповідає вимогам часу і не забезпечує швидкого зростання темпів видобутку ВВ загалом для країни. Інтенсивний шлях розвитку насамперед передбачає широке використання більш ефективних і якісно досконаліх факторів виробництва за рахунок застосування більш сучасної техніки, передових технологій, досягнень науки, організації виробництва і підвищення професійного рівня фахівців.

Чи є передумови нарощування видобутку ВВ в Україні? Безумовно, оскільки Україна володіє відносно значним ресурсним потенціалом і запасами нафти та газу. Проте видобуток газу в останні десятиріччя різко знизився. Так, у 2017 р. видобуто 20,5 млрд м³ газу. Темпи вилучення розвіданих запасів є суттєво нижчими порівняно з іншими європейськими країнами. Питання полягає в тому, як забезпечити швидке і стійке зростання видобутку вуглеводнів, насамперед - природного газу. На нашу думку, окрім зазначених вище шляхів, одним із таких є раціональне освоєння ресурсного потенціалу діючих родовищ та пов'язаних із ними ліцензійних ділянок. Нижче в ключових рисах це буде показано на прикладі роботи з нафтогазовими активами «ДТЕК Нафтогаз».

«ДТЕК Нафтогаз» розробляє два родовища в Полтавській області. Мачухське газоконденсатне родовище - унікальне за своєю складністю родовище в Україні. Воно характеризується великими глибинами, надвисокими

пластовими тисками і температурами. Це тріщинні колектори. Пошуково-розвідувальне буріння на цьому родовищі почалося у 80-х рр. минулого сторіччя, але тоді жодну свердловину з п'яти пробурених так і не вдалося ввести в експлуатацію. Семиренківське родовище - це традиційний теригенний колектор. Однак під час проведення бурових робіт стало очевидно, що родовище набагато складніше, ніж раніше припускали геологи. Під час буріння нових свердловин водоносні ділянки були виявлені в центрі родовища, пластові поклади перетворювалися в лінзовидні об'єкти. «ДТЕК Нафтогаз» розробив комплексний підхід до освоєння ресурсного потенціалу цих родовищ із залученням нових технологій в геології, бурінні, розробці родовищ, оптимізації роботи свердловинного фонду й інтенсифікації видобутку, в інфраструктурних проектах і впровадженні ІТ-технологій в усі сфери виробничої діяльності».

Техніка і технологія розвитку

Застосування спільної інверсії гравіметричних даних із сейсмічною та свердловинною інформацією / О. П. Петровський, Т. О. Федченко, Н. С. Ганженко, В. М. Суятінов // Нафтогаз. галузь України. – 2018. – № 2. – С. 28-32.

«Саме на цих засадах розроблено математичну теорію інверсії гравіметричних даних для лінійної (модель 3D-розподілу геогустинних властивостей) та нелінійної (структурна 3D-модель неоднорідних геогустинних шарів) моделей, «Технологію інтегральної інтерпретації комплексу гравіметричних, сейсмічних та свердловинних даних для пошуку та розвідки нафтових і газових родовищ» та відповідне програмне забезпечення GCIS (О. П. Петровський, 2003). Залежно від геологічної задачі, наявності та якості геофізичних даних для розв'язку оберненої задачі може бути використано одне або декілька геофізичних

полів. З математичної точки зору для цих випадків обернена задача формулюється таким чином:

1) «Пасивна постановка оберненої задачі» - інверсія одного геофізичного поля;

$$\begin{cases} A(\xi(\mathbf{x})) = u(\mathbf{s}), \\ \xi(\mathbf{x}) \in D(A) \subset W, \\ J(\xi(\mathbf{x})) \rightarrow \min, \\ \xi(\mathbf{x}) \in M \subset D(A). \end{cases}$$

$$u(\mathbf{s}) \in \text{Im}(A) \subset U$$

2) «Активна постановка оберненої задачі» - спільна інверсія двох геофізичних полів:

$$\begin{cases} A(\xi(\mathbf{x})) = u(\mathbf{s}), \\ B(\eta(\mathbf{x})) = y(\mathbf{s}), \\ J(\xi(\mathbf{x}), \eta(\mathbf{x})) \rightarrow \min, \end{cases}$$

де $\xi(\mathbf{x}), \eta(\mathbf{x})$ -параметримоделі(значення густини

ни або глибина залягання покрівлі неоднорідного пласта густини), W - метричний простір моделей; « $O_i U(\bullet)$ » зареєстровані геофізичні поля або результати їх обробки (функціонали); U, Y - метричні простори, яким належать спостережені геофізичні поля; $A(\cdot): W \rightarrow U$, $B(\cdot): W \rightarrow Y$ - у загальному випадку нелінійні оператори, що діють між простором моделей W та просторами геофізичних полів; U, Y ; $D(A), D(B)$ - області визначення операторів $A(\cdot), B(\cdot)$ - відкритого підпростору в просторі, досить широкі для забезпечення адекватної апроксимації справжньої геологічної моделі; $\text{Im}(A), \text{Im}(B)$ - відкриті підпростори в просторах U, Y , досить широкі, щоб забезпечити адекватне наближення геофізичних полів; M, N - набір можливих геологічно змістовних моделей $\xi(x), \eta(x)$; $J(\cdot): W \rightarrow R$ - опуклий функціонал, що діє на W , містить апіорну геологічну та геофізичну інформацію.

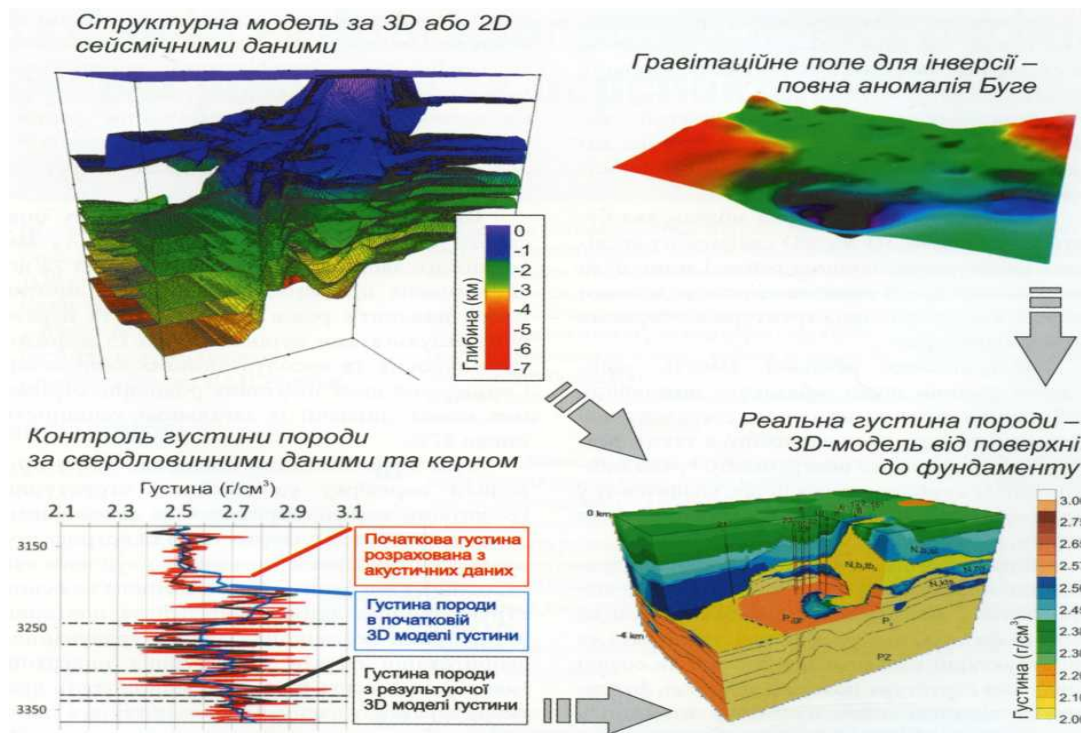


Рис. 1. Принципова схема побудови геологічно змістовної 3D-моделі густини за результатами спільної інверсії гравіметричних, сейсмічних та свердловинних даних

Таке фізично зумовлене перевизначення оберненої задачі інтерпретації гравіметричних даних накладає низку додаткових умов на алгоритм інверсії:

- інверсія повинна виконуватися для всієї геологічної моделі від денної поверхні до утворень фундаменту або границі Мохо, залежно від розмірів досліджуваної території (на відміну від вивчення тільки «цільового» об'єкта або їх сукупності);

- використання вимірюваного гравітаційного поля в редукції Буге (використання «повного» гравітаційного поля, на відміну від використання окремих компонентів після математичного розкладення);

- використання реальної густини породи (на противагу використанню так званої «ефективної» або відносної густини);

- активне використання додаткової (апріорної) інформації, включаючи сейсмічні дані, дані досліджень у свердловинах, петрофізичні дані, історію формування осадового басейну, дані про характер насичення порід колекторів та їх видобуток із свердловин та ін.

Відповідність наведеним умовам не тільки обмежує діапазон варіації геогустинних властивостей гірських порід, але і налаштовує (пара- метризує) процес інверсії. Як наслідок, це забезпечує можливість у межах детерміністичного обчислювального процесу отримати єдиний (однозначний), стійкий та геологічно змістовний розв'язок - ЗБ-модель густини Землі, яка кількісно узгоджується із гравіметричним полем і, що більш важливо, кількісно та якісно з геологічними та петрофізичними даними, внесеними в алгоритм інверсії (на відміну від необхідності експертного відбору між двома або двома мільйонами еквівалентних за гравітаційним полем ЗБ-моделями, які отримані у результаті застосування методів моделювання на основі суб`єктивних уявлень, сформованих експертом, базувачись на його попередньому досвіді)».

Меликов Є. А. Декомпозиционный алгоритм и математические модели иерархической структуры управления процессов первичной переработки нефти / Є. А. Меликов // Розвідка та розробка нафти і газ. родовищ. – 2018. – № 2. – С. 75-82.

«Следует отметить, что сегодня в мировой нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности из-за недостаточного наличия технических средств и методов оперативного контроля вышеуказанные показатели качества светлых нефтепродуктов определяются преимущественно в заводских лабораторных условиях. Кроме того, всесторонние исследования по эксплуатации установки первичной переработки нефти типа ЭЛОУ-АВТ даже после ее модернизации показывают, что на таких технологических установках количественные и качественные показатели сырой нефти, поступающей на переработку, не являются постоянными величинами, а меняются в широком диапазоне по случайным законам. Поэтому существующие локальные системы контроля и стабилизации режимных параметров, построенных по

одноконтурному принципу, не могут обеспечить получение требуемых по регламенту технико-экономических показателей рассматриваемого производства.

В связи с вышеуказанными обстоятельствами, разработка аналитических моделей, осуществление математической формализации физически обоснованной задачи оптимизации с учетом стохастических особенностей координат состояния, разработка алгоритма управления и на уровне автоматического регулирования оптимальный синтез регулятора режимных координат для многоуровневой системы управления комплексом первичной переработки нефти, исходные координаты состояния и управления которого меняются по случайным законам, являются актуальными задачами.

За последние примерно 20-25 лет опубликованы весомые научные статьи, монографии, диссертации, связанные с разработкой как теоретических, так и практических сторон алгоритмического обеспечения для систем оптимального управления нефтеперерабатывающими и нефтехимическими технологическими процессами. В частности, проблемам алгоритмизации оптимального управления и создания на их базе системы оптимального управления сложными нефтехимическими технологическими процессами, описываемыми детерминированными и нечеткими моделями посвящен ряд научных публикаций.

С учетом вышеуказанных специфических особенностей функционирования первичных процессов в данной статье предлагается комплекс математических моделей и оригинальный метод оптимизации стохастических режимов на уровне оперативного управления, а также синтез оптимального регулятора для автоматической стабилизации параметров на нижнем уровне двухуровневой системы управления установкой первичной переработки нефти типа ЭЛОУ-АВТ, функционирующего в условиях стохастической неопределенности.

Таким образом, тщательное исследование вопросов, связанных с разработкой систем управления сложными нефтехимическими технологическими процессами, приводит к выводу, что технологические процессы первичной переработки нефти должны относиться к классу сложных

об'єктів, характеризуються недостаточністю інформації с позицій інформаційного забезпечення и по причине отсутствия контролю за показателями качества получаемых нефтяных фракций».

Рой М. М. Один із способів попереднього оцінювання величини початкових запасів газу / М. М. Рой // Наук. вісн. Івано-Франків. нац. техн. ун-ту нафти і газу. – 2017. – № 2. – С. 7-10.

«В першому способі, що застосовується при підрахунку запасів газу, на свердловині виконується цілий комплекс послідовних робіт: детальна кореляція розрізів свердловин з метою виділення в розрізі літолого-стратиграфічного комплексу нафтогазоносних пропластків і непрониких перетинів між ними; виділення пластів-колекторів і визначення параметрів пласта та насичуючих його флюїдів за пластовими перетинами і свердловинами; побудова статичної моделі і підрахунок запасів у відповідності до вивченості покладу.

Підрахунок проводиться за формулою:

$$V = Fmhf(P\alpha - P_k\alpha_k)\beta_z\eta_z,$$

де V - промислові запаси газу на дату розрахунку, ж³;

F - площа в межах продуктивного контуру газоносності, м²;

h - потужність пористої частини газоносного об'єкта, м ;

t - коефіцієнт пористості газоносного об'єкта, безрозмірний;

P - середній абсолютний тиск в покладі на дату розрахунку, Па;

P_к - кінцевий тиск в покладі після вилучення з покладу промислових запасів газу і встановлення на усті свердловини абсолютного

тиску, рівного 0, МПа, $P_k = P_{атм} \cdot e^{1293 \cdot 10^{-9} H P_k}$;

α, α_k - поправки на відхилення вуглеводневих газів від закону Бойля-Маріотта відповідно для тисків P та P_к;

f - поправка на температуру для приведення об'єму газу до стандартної температури,

$$f = \frac{T + t_{cm}}{T + t_{nm}}, t_{cm} = 20^\circ\text{C}, T = 273^\circ\text{C};$$

β_z - коефіцієнт газонасиченості з урахуванням вмісту зв'язаної води;

η_z - коефіцієнт газовіддачі.

Цей спосіб має такі недоліки.

Потребує значного об'єму підготовчих послідовних робіт, що вказані вище, за допомогою яких визначають показники, що є складовою розрахункової формули (площа газоносного контуру, ефективна потужність пористої частини пласта, коефіцієнт пористості);

Необхідність визначення коефіцієнта газовіддачі η_z , який може змінюватись в межах від 0,66% до 50% і залежить від особливостей геологічної будови покладу газу, оскільки даних з цього питання недостатньо.

Другий спосіб підрахунку газової продукції за методом падіння тиску базується на використанні залежностей між кількістю газу, який відбирається через певні проміжки часу, і падінням пластового тиску в газовому родовищі [!].

Цей спосіб застосовують для пластів, в яких початковий об'єм заповнених газом пор не змінюється в процесі експлуатації. При цьому промислові запаси газу

розраховуються за формулою:

$$V = \frac{(Q_2 - Q_1)(P_2\alpha_2 - P_1\alpha_1)}{P_1\alpha_1 - P_2\alpha_2},$$

де вихідними даними є:

P_1 - тиск газу в покладі на першу дату з початку розробки покладу;

P_2 - тиск газу в покладі на другу дату з початку розробки покладу;

Q_1 - об'єм добутого газу на першу дату з початку розробки покладу;

Q_2 - об'єм добутого газу на другу дату з початку розробки покладу;

α_1 - поправка на відхилення від законів ідеальних газів для тиску P_1 ;

α_2 - поправка на відхилення від законів ідеальних газів для тиску P_2 ;

P_k, α_k – кінцевий тиск та поправка до нього для відхилення від законів для ідеальних газів.

Недоліками цього способу є:

- неможливість застосування його у випадку водонапірного режиму;
- необхідність проведення двох досліджень з певним інтервалом.

Отже, обидва описані способи підрахунку запасів газу мають певні недоліки. Тому автором було вирішено розробити такий спосіб попередньої оцінки величини початкових запасів газу, який би забезпечив:

- спрощення методики підрахунку за рахунок зменшення об'єму вихідних даних;
- зменшення значного об'єму геофізичних досліджень (достатньо лише одного режиму дослідження, який поєднує режим роботи свердловини в режимі та закриття свердловини для зняття КВТ).

Сформульована задача вирішується наступним чином:

спочатку вимірюють:

- сумарний відбір газу за період збудження припливу газу, продувань і дослідження свердловини в атмосферних умовах, ΔV_{atm} , ЛІЗ;
- початкову величину пластового тиску та величину пластового тиску після дослідження, відповідно P_{nk}, P_{nk1} , Па;
- термодинамічну температуру до дослідження і після завершення дослідження, T_{nk}, T_{nk1} , К;

визначають коефіцієнти стисливості газу в пластових умовах до дослідження і після завершення дослідження z_{nk}, z_{nk1} , безрозмірний;

відтак за вказаними вихідними даними проводять попередню оцінку величини початкових запасів газу за формулою [3]

$$V_{atm} = \Delta V_{atm} \frac{P_{nk} z_{nk1} T_{nk1}}{P_{nk} z_{nk1} T_{nk1} - P_{nk1} z_{nk} T_{nk}} \quad (1)$$

Справедливість розрахункової формули підтверджує такий хід міркувань.

Виходячи з рівняння Клапейрона-Менделєєва, можемо записати наступні рівняння:

$$P_{n2}V = z_{n2}RT_{n2} \quad (2) \quad P_{n2}Vm = mz_{n2}RT_{n2}, \quad (3) \quad P_{n2}V_{n2} = mz_{n2}RT_{n2}, \quad (4)$$

де V_{n2} - фізичний об'єм порового простору, JMЗ.

Звідси:

$$m = \frac{P_{n2}V_{n2}}{z_{n2}RT_{n2}}, \quad (5) \quad P_{n2}V_{n2} = (m - \Delta m)z_{n2}RT_{n2}, \quad (6) \quad P_{n2}\Delta V_{n2} = \Delta mz_{n2}RT_{n2}. \quad (7)$$

Звідси:

$$\Delta V_{n2} = \frac{\Delta mz_{n2}RT_{n2}}{P_{n2}}. \quad (8)$$

Підставляємо т Із (5) в (6), отримаємо

$$P_{n2}V_{n2} = \left(\frac{P_{n2}V_{n2}}{z_{n2}RT_{n2}} - \Delta m \right) z_{n2}RT_{n2}. \quad (9)$$

Вирішуючи відносно V_{n2} , отримуємо:

$$V_{n2} = \frac{\Delta mz_{n2}T_{n2}z_{n2}RT_{n2}}{(P_{n2}z_{n2}T_{n2} - P_{n2}z_{n2}T_{n2})}. \quad (W)$$

$$\frac{P_{n2}}{z_{n2}} = z_{n2}RT_{n2}$$

Враховуючи, що P_{n2} , отримає

МО:

$$V_{n2} = \frac{\Delta m P_{n2} z_{n2} T_{n2}}{P_{n2} (P_{n2} z_{n2} T_{n2} - P_{n2} z_{n2} T_{n2})}. \quad (H)$$

Ураховуючи, що, (11)

набуде вигляду: $V_{am} = V_{n2} \frac{P_{n2} z_{am} T_{cm}}{P_{am} z_{n2} T_{n2}}$

$$V_{am} = \frac{\Delta m P_{n2}^2 z_{n2} T_{n2} z_{am} T_{cm}}{P_{am} P_{n2} z_{n2} T_{n2} (P_{n2} z_{n2} T_{n2} - P_{n2} z_{n2} T_{n2})}. \quad (12)$$

Якщо в формулі (12) замінити Δm на $\Delta V_{am} \rho_{am}$ і помножити

$\frac{R}{R}$

на R , а потім дещо

скоротити, то отримаємо остаточну розрахункову формулу:

$$V_{am} = \Delta V_{am} \frac{P_{n2} z_{n2} T_{n2}}{P_{n2} z_{n2} T_{n2} - P_{n2} z_{n2} T_{n2}}. \quad (13)$$

Спосіб попередньої оцінки величини початкових запасів газу підтверджується прикладом його практичного застосування.

Наведемо приклад застосування способу попереднього підрахунку початкових запасів газу».

Фесенко Ю. Л. Принципи диверсифікації потоків газу власного видобутку з родовищ ПАТ "Укргаз-видобування" / Ю. Л. Фесенко, С. В. Кривуля, М. І. Братах // Розвідка та розробка нафти і газ. родовищ. – 2017. – № 3. – С. 15-23.

«Суб'єкти ринку природного газу є рівними у праві на отримання доступу до газотранспортних та газорозподільних систем, газосховищ, установки LNG та на приєднання до газотранспортних і газорозподільних систем, а оператор газотранспортної системи, оператор газорозподільної системи, оператор газосховища, оператор установки LNG зобов'язані за зверненням суб'єкта ринку природного газу (замовника) забезпечити йому доступ до газотранспортної або газорозподільної системи, газосховища або установки LNG.

Потужність газотранспортної системи України оцінюється за виходом в 178,5 млрд. м³/рік (288 млрд. м³/рік - по входу⁷), обсяг спожитого газу в 2016 р. становить 30,3 млрд. м³/рік, обсяг транзитного газу - 82,2 млрд. м³/рік. Таким чином, фактичне завантаження системи по відношенню до її пропускної здатності по виходу склало 63 %, по входу - 39 %. Статистичні та загальнодоступні дані., зокрема звітів НАК «Нафтогаз України», ПАТ «Укртрансгаз» та British Petroleum яскраво свідчать про наявність вільної потужності та можливість підключення родовищ або диверсифікацію потоків газу.

За своєю суттю, диверсифікація газових потоків є переорієнтацією ринку збуту природного газу з метою підвищення ефективності його видобування. Для українських газовидобувних компаній ефективність видобування означає незалежність процесу видобування та нарощування його обсягів від зовнішніх впливів, таких як зміна робочого тиску в магістральних газопроводах, сезонна нерівномірність споживання газу, посилення вимог щодо якості

природного газу власного видобутку, а переорієнтація ринків збуту передбачає введення в експлуатацію нових або використання існуючих потужностей (тобто газопроводів) для транспортування власної газопромислової продукції.

Аналіз сучасних досліджень

Забезпечення недорогих поставок газу має ключове економічне і політичне значення для України. Природний газ залишається найбільш важливим енергоносієм в Україні. За даними (Статистичний звіт ВР щодо споживання енергії в світі станом на червень 2016 р.) виражений в еквіваленті до мільйонів тон нафти відсоток споживання газу в Україні від загального обсягу енергопостачання становив 34,6 % (див. рис. 1) за підсумками 2016 р.

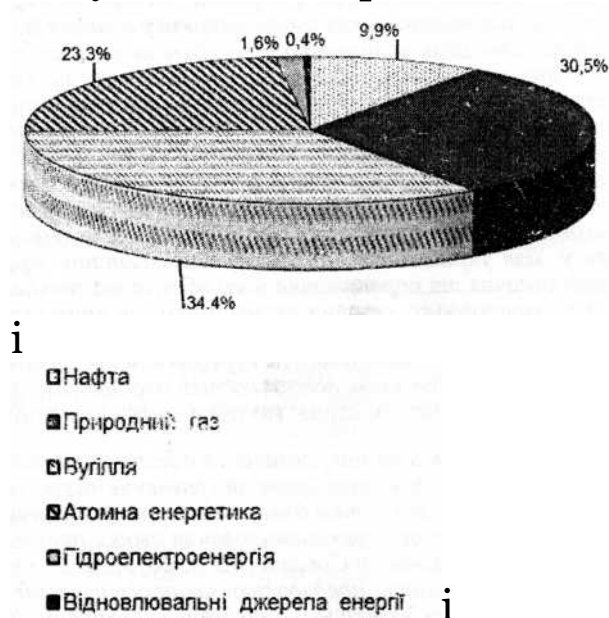


Рисунок 1 - Розподіл споживання енергії в Україні станом на 2016 р.

Відповідно до даних вищезгаданого статистичного звіту та звіту НАК «Нафтогаз України» за 2016 р. [3], загальний видобуток газу в Україні у 2016 р. становив 20,1 млрд. м³ (див. рис. 2), що перекриває лише 66 % обсягу використання газу всіма споживачами (промисловістю, бюджетними установами, населенням тощо - див. рис. 3).

Але, враховуючи середньозважене зменшення обсягів споживання газу основними групами газокористувачів з ПСГ (див. рис. 4) за I кв. 2017 р. в середньому на 19 % відповідно до даних Міністерства енергетики та вугільної

промисловості України, власний видобуток газу в Україні (за умови його стабілізації на рівні 2016 року) перекрив би до 82 % об'єму використаного газу.



На основі вище представлених прикладів, як частину енергетичної стратегії розвитку України, як енергонезалежної держави, слід розглядати можливість диверсифікації потоків газу з власних родовищ для забезпечення газом всіх споживачів. Зміна напрямку потоку газу, залучення до транспортування нових ділянок газопроводів, зміна робочого тиску в системі газопроводів, нарощування газозбірних та компресорних потужностей є запорукою стабілізації видобутку газу з виснажених родовищ. Розвідка та розробка нових родовищ передбачить інтеграцію їх у потужну газотранспортну систему та можливість, використовуючи наявні магістральні газопроводи, забезпечувати всі регіони України газом власного видобутку. В перспективі, зважаючи на те, що газопромислові управління в східному та західному регіонах є найбільшими постачальниками газу, слід розглянути питання розділення газотранспортної мережі на газопроводи, що транспортують лише газ власного видобутку, газопроводи для транспортування експортного високонапірного газу і газопроводи для сумісного транспортування експортних та власних потоків газу.

Розподіл цих газопроводів фактично на «національні», орієнтовані на подачу газу споживачам України, та «експортні» формує наступний варіант концептуальних змін у транспортуванні газу власного видобутку: виділення для транспортування газу власного видобутку окремих газопроводів ПАТ «Укртрансгаз», зміна напрямків потоків газу, розвантаження лінійних компресорних станцій у вузлах видобування-транспортування-споживання газу.

Прикладом такої схеми є робота низьконапірної початкової ділянки МТ ШДК, яка збирає і подає газ з Шебелинського, Беспалівського, Єфремівського, Мелихівського, Медведівського, Кегичівського та Зах. Старовірівського ГКР на вхід Хрестищенської ДКС. Фактично ДКС в

цьому випадку відіграє роль головних споруд, доводячи газ до вимог якості. В подальшому цей газ в літній період змішується з підготовленим газом з ТС Солоха та інших УКПГ і транспортується через КС Диканька, КС Лубни, КС Бердичів, КС Тернопіль на Більче- Волицьке ПСГ. В зимовий період газ власного видобутку відбирається з ПСГ для потреб споживачів, таким чином не покидаючи територію України і транспортуючись по окремих трубопроводах.

Варіант передбачає відокремлення таких трубопроводів, що транспортують виключно газ власного видобутку, та зменшення вимог щодо якості природного газу, який подаватиметься в цю систему МТ. Іншим шляхом розвитку є нарощування власної газотранспортної системи газовидобувного підприємства шляхом спорудження нових трубопроводів.

Переваги такого варіанту транспортування газу власного видобутку є:

- 1) зменшення вимог щодо якості природного газу для газопроводів, які транспортують газ власного видобутку;
- 2) перенаправлення окремих потоків газу розвантажить як вузлові компресорні станції, так і ДКС газовидобувних підприємств, що відіб'ється в заощадженні паливного газу;
- 3) зменшення капіталовкладень в об'єкти підготовки та компримування природного газу;
- 4) збільшення (стабілізація) видобутку газу з родовищ за рахунок зниження величин робочого тиску;
- 5) можливість подавання газу в ПСГ, що знаходяться неподалік родовищ;
- 6) можливість подачі газу споживачам у великих промислових вузлах;
- 7) можливість створити декілька потужних централізованих пунктів збору газу із доведенням його до вимог якості».

Фик М. І. Промисловий експеримент альтернативної логістики регіонального видобування залишкових запасів та зберігання природного газу / М. І. Фик, Є. О. Шапченко // Нафтогаз. галузь України. – 2017. – № 5. – С. 16-19.

«Крім збільшення видобутку газу, впровадження реверсної схеми зі зниженим тиском на виході Червонодонецької ДКС дозволило економити витрати паливного газу на компримування 3,898 м³/ тис. м³. Враховуючи прогнозоване збільшення перекачки до 99 594 тис. м³ за сезон, економія паливного газу складатиме 388,217 тис. м³.

Порівняльний аналіз. Теоретичні результати. При застосуванні реверсної схеми подачі до магістрального газопроводу Новопсков-Шебелинка (рис. 2) тиск опору складає 29-32 кгс/см², що дає можливість видобувати та подавати в мережу МГ до 166 тис. м³/год.

Порівняння середньої подачі від видобувних підприємств $Q_z = 1 \text{ Тл тис. м}^3/\text{год}$ (рис. 1) та $Q_r =] 66 \text{ тис. м}^3/\text{год}$ (рис. 2) надає додатковий добовий видобуток dQ після впровадження реверсу.

З іншого боку, можлива оцінка додаткового видобутку по трендах загального видобутку Хрестищенсько-Сфремівською групою. За даними з проектно-технологічної документації на розробку родовищ у 2017 р. з родовищ Хрестищенсько-Еф-ремівської групи планується видобути близько 3180 млн м³ газу. Середньодобове значення 8,71 млн м³/добу, а вищезазначені 15 % збільшення видобутку складуть 1,3 млн м³/добу.

Отже:

-впровадження реверсу дає збільшення обсягів видобутку газу на 310-340 млн м³/рік із Шебелинського родовища, які направляються споживачам Донецького та Луганського регіонів через магістральний газопровід Новопсков-Шебелинка з використанням Краснопопівського ПСГ;

- вивільнені потужності компресорних агрегатів нової Хрестищенської ДКС дають можливість збільшити обсяги видобутку газу із дев'яти родовищ Хрестищенсько-Ефремівської групи, які збільшились на 430-470 млн м³/рік

у порівнянні з використанням цих потужностей для компримування низьконапірного газу із Шебелинського родовища.

Новизна проведеного дослідження. Альтернативна сезонна логістика, збільшення обсягів сезонного зберігання газу та зменшення тиску в системі МГ сприяє зростанню власного видобутку газу до 500 млн м³/рік. Наукова новизна полягає у одночасному теоретичному врахуванні прогнозних трендів режимних параметрів видобування газу та його транспортування в умовах транзитно-енергетичних можливостей мережі МГ, наявних ПСГ та ДКС, розміщення старих та пропонованих ГВС, падіння та сезонного коливання обсягів регіонального споживання, напівавтоматичній та експертній синхронізації газодинамічних симуляторів.

Додаткові позитивні технічні та технологічні результати промислового експерименту. Разом із змінами в схемах потоків, зміною обсягів транспортування та зберігання були виконані вогневі роботи на замірному вузлі «ШКС-3» по перестановці у реверсне положення замірних ліній (що не використовувались до цього часу). Це дозволило зробити з замірного вузла «ШКС-3» некомерційний дублюючий замірний вузол для контролю обсягів подачі газу від «ЧДКС».

У Новопокровському проммайданчику Северодонецького ЛВУМГ схема подачі зібрана таким чинном, що газ у зворотному напрямку надходить до ПВВГ Шебелинка та перенаправляється до ПВВГ Лоскутівка споживачам Донецької області. Тиск у системі регулюється у необхідних межах завдяки застосуванню Краснопопівського ПСГ: надлишкові обсяги закачуються у пласт (що дозволить в оплювальний період відібрати та зменшити прийом по ПВВГ Сохранівка-Оренбург ПАТ «Газпром»). Крім цього, були виконані вогневі роботи на замірному вузлі «Рубіжне» по перестановці у реверсне положення замірних ліній (що не використовувались до цього часу). Це дозволяє виміряти надлишкові обсяги газу, що надходять від видобувних компаній Северодонецького ЛВУМГ під час зупинки закачування до Краснопопівського ПСГ.



Рис. 1. Звичайна схема магістрального транспорту газу на сході України



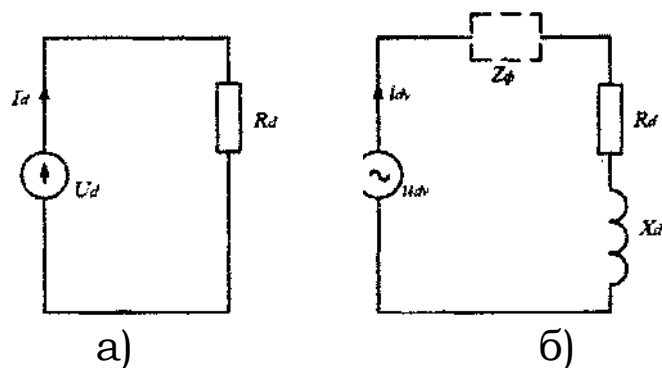
Рис. 2. Розроблена та впроваджена нова реверсна схема транспорту газу на сході України».

Обладнання та інструменти

Аналіз пульсацій випрямленого струму трифазного мостового випрямляча у неповновентильних режимах / М. Й. Олійник, Н. Г. Мальцева, М. Б. Сабат, В. Г. Федішин // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2018. – № 2. – С. 27-30.

Відомий склад гармонік кривої випрямленої напруги у повновентильному чи неповно вентильному режимі дозволяє вести розрахунок струму навантаження випрямляча за допомогою наведених на рис. 1 заступних схем, де U_d – постійна складова (середнє значення напруги неповновентильного режиму) та u_{dv} – змінні складові відповідного розкладу в ряд Фур'є напруги випрямляча у неповновентильних режимах. Результуючий струм у колі навантаження отримаємо шляхом накладання постійної складової I_d та всіх змінних складових Σi_{dv} , які визначаються за формулою $i_d = I_d + \Sigma i_{dv}$. Середнє значення випрямленої напруги U_d у неповновентильних режимах визначається з виразу

$$U_d = \frac{6-n}{6} U_{d0}$$
, де n – кількість вилучених вентилів, U_{d0} – середнє значення випрямленої напруги повно вентильного режиму.



а – для постійної складової, б – для всіх змінних складових відповідного ряду розкладу

Рисунок 1 – Заступні схеми для визначення струму навантаження випрямляча

За наведеною заступною схемою можна визначити вплив фільтрів, які задають активно-індуктивний

характер кола навантаження ви_овно ве, на форму струму навантаження i_d . З врахуванням рядів розкладу кривих випрямленої напруги повні вирази струму навантаження для випадку активно-індуктивного кола в режимах вилучення відповідного числа вентилів зі схеми трифазного мостового випрямляча набудуть вигляду:

а) вилучений один вентиль

$$i_d(\vartheta) = \frac{6-n U_{d0}}{6 R_d} + \frac{U_m \sqrt{3} \cos(\vartheta - \varphi_d)}{2\pi 6 Z_d} +$$

$$+ \frac{U_m}{\pi} \left\{ \frac{2 \cos(2\vartheta - \varphi_2)}{1 \times 3 Z_2} + \frac{3 \cos(3\vartheta - \varphi_3)}{2 \times 4 Z_3} - \right.$$

$$\frac{2 \cos(4\vartheta - \varphi_4)}{3 \times 5 Z_4} - \frac{5 \cos(5\vartheta - \varphi_5)}{5 \times 7 Z_6} -$$

$$\left. \frac{2 \cos(8\vartheta - \varphi_8)}{7 \times 9 Z_8} + \frac{3 \cos(9\vartheta - \varphi_9)}{8 \times 10 Z_9} - \dots \right\}$$

б) вилучено два вентиля різних плеч та груп

$$i_d(\vartheta) = \frac{6-n U_{d0}}{6 R_d} + \frac{U_m 1 \cos(\vartheta - \varphi_d)}{2\pi 2 Z_d} +$$

$$+ \frac{U_m}{\pi} \left\{ \frac{2 \cos(2\vartheta - \varphi_2)}{1 \times 3 Z_2} + \frac{2 \cos(4\vartheta - \varphi_4)}{3 \times 5 Z_4} + \right.$$

$$+ \frac{4 \cos(6\vartheta - \varphi_6)}{5 \times 7 Z_6} + \frac{2 \cos(8\vartheta - \varphi_8)}{7 \times 9 Z_8} - (2)$$

$$\left. \frac{2 \cos(10\vartheta - \varphi_{10})}{9 \times 11 Z_{10}} - \frac{4 \cos(12\vartheta - \varphi_{12})}{11 \times 13 Z_{12}} - \dots \right\}$$

в) вилучено три вентиля

$$i_d(\vartheta) = \frac{6-n U_{d0}}{6 R_d} + \frac{U_m \sqrt{3} \cos(\vartheta - \varphi_d)}{2\pi 3 Z_d} +$$

$$+ \frac{U_m}{\pi} \left\{ \frac{3 \cos(3\vartheta - \varphi_3)}{2 \times 4 Z_3} - \frac{3 \cos(6\vartheta - \varphi_6)}{5 \times 7 Z_6} - \right.$$

$$\left. \frac{3 \cos(9\vartheta - \varphi_9)}{8 \times 10 Z_9} - \dots \right\}$$

У наведених виразах $U_{d0} = \frac{3\sqrt{2}\sqrt{3}U_2}{\pi}$ -

середнє значення випрямленої напруги повновентильного режиму трифазного мостового випрямляча; U_2 – дієве значення фазної напруги живлення; $U_m = \sqrt{2} \sqrt{3} U_2$ – амплітуда лінійної напруги живлення; R_d, X_d, Z_d ~ активний, індуктивний та повний опори кола навантаження на частоті 50 Гц; $Z_2 = \sqrt{R_d^2 + (2X_d)^2}$, Z_j ... – повні опори кола навантаження на гармоніках $v=2, v=5$... відповідного ряду розкладу;

$\varphi_d = \arccos(R_d / Z_d) > \varphi_v = \arccos(R_d / Z_v)$... – початкові фази струму для частоти 50 Гц та відповідних гармонік ряду розкладу.

Отримані вирази дозволяють побудувати часові діаграми струму кола навантаження $i_d=f(\theta)$ для різних значень співвідношень X_d/R_d досліджуваних неповновентильного режимів трифазного мостового випрямляча. Зауважимо, що вирази (1) – (3) справедливі тільки для режиму неперервного струму.

Побудовані за виразами (1) – (3) криві дозволяють визначити максимальні $I_{d\max}$ та мінімальні $I_{d\min}$ значення випрямленого струму, що дає змогу здійснити оцінку впливу співвідношення X_d/R_d на його коливання.

Крім того вирази (1) – (3) шляхом простих ітерацій дозволяють визначити мінімальне значення $[X_d/R_d]_{\min}$, за якого підтримується режим неперервного в струму навантаження у неповновентильних режимах.

Зауважимо, що для повновентильного трифазного випрямляча струм навантаження є неперервним за будь-якого характеру навантаження».

Левчук К. Г. Вивільнення прихопленої бурильної колони способом фрикційних автоколиваний

/ К. Г. Левчук // Наук. вісн. Івано-Франків. нац. техн. ун-ту нафти і газу. – 2018. – № 1. – С. 72-80.

У 1902 році Р. Стрібек опублікував експериментальні дані про те, що зі зростанням швидкості статична сила опору F_{ct} МИТТЄВО знижується до сили тертя ковзання F_c лише якщо поверхні сухі (рис. 1, а); плавно, якщо рідини недостатньо

(рис. 1, б). Проведені ним дослідження дали поштовх до створення спеціальної науки - трибології, яка поєднує механіку, фізику поверхні явищ і хімію:

$$F_{mp} = \frac{2fN \operatorname{arctg}(\varepsilon v)}{\pi(1 + \delta|v|)}, \quad (6)$$

де $\varepsilon = 10^6$ - параметр точності, за яким визначають форму гладкого наближення від статичного тертя до динамічного. Константа S враховує змащувальний ефект у коефіцієнті динамічного тертя. Зрозуміло, що для сухого тертя $\varepsilon = 0$. Якщо бурильні труби прихоплені, то $F_{гр} = 0$. У разі прилипання сила тертя $F_{гр}$ знаходиться в інтервалі статичного тертя: $-F_c \leq F_{гр} < F_c$. Якщо сила тертя перевищує порогове значення F_c , то труби починають ковзати. Проявлення в процесі ударно-вібраційної дії ефектів структурної в'язкості, а також тексот-ропії викликає ефект зниження коефіцієнта тертя ковзання. Це спричиняє проковзування одного тіла відносно іншого (стінка труби - порода).

Основну увагу в запропонованій статті відведено розробці математичної моделі та обґрунтуванню способу ліквідації прихоплень бурильного інструменту збуренням фрикційних автоколивань. Спосіб полягає у збудженні автоколивань, які передаються в аварійну зону, за рахунок чого змінюються реологічні властивості гірської породи. Для отримання чисельних значень досліджуваних параметрів було розроблено комп'ютерну програму в середовищі Маріє.

Математична модель прихопленої бурильної колони

Розглянемо дискретно-континуальну ступінчасту модель прихопленої бурильної колони (рис. 2, а). Повздовжні коливання у ВК збурюються через пружний елемент S_0 - жорсткість талевої системи, один кінець якого контактує з колоною, а другий рівномірно переміщається разом з вільною частиною ВК вгору зі швидкістю V_0 .

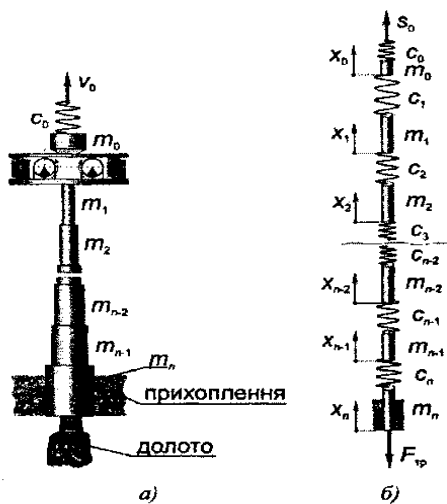


Рисунок 2 - Схема і розрахункова модель прихопленої бурильної колони

Представимо бурильну колону и-ою кількістю секцій з масами $m_1, m_2, \dots, m_{n-2}, m_{n-1}, m_n$, що

мають площі поперечного перерізу $F_0, F_1, \dots, F_{n-2}, F_{n-1}, F_n$ відповідно.

Повздовжню жорсткість і-ої секції ВК змодельюємо пружним елементом жорсткості C_i . Жорсткість C_i визначається наступним чином: $c_i = EF/l_i$, де E - модуль пружності матеріалу, з якого виготовлено бурильні труби; F_i - площа поперечного перерізу і-ої секції ВК; l_i - довжина і-ої секції ВК масою m_i ($l_i = x_i - x_{i-1}$).

Розрахункову модель бурильної колони, що містить послідовно спряжені секції, зображено на рис. 2, б. Отримана модель еквівалентна вихідній ВК за кінетичною енергією й кількістю руху механічної системи перед збуренням, а також за її пружними властивостями у процесі ліквідації аварії. Розрахункову модель ВК подамо сукупністю зосереджених мас $m_1, m_2, \dots, m_{n-2}, m_{n-1}, m_n$ та пружних елементів $c_1, c_2, \dots, c_{n-2}, c_{n-1}, c_n$. Для запису рівнянь руху бурильної колони скористаємось повздовжньою координатами X_i ($i = 0, 1, 2, \dots, n$) з початком у нижніх перерізах секцій. Тоді динаміка ВК буде описана такою системою диференціальних

$$\begin{aligned}
 m_0 \ddot{x}_0 &= -c_0(x_0 - s_0 - \Delta_0) + c_1(x_1 - x_0 - \Delta_1) - \\
 &\quad - m_0 g - \alpha \dot{x}_0; \\
 m_i \ddot{x}_i &= -c_i(x_i - x_{i-1} - \Delta_i) + c_{i+1}(x_{i+1} - x_i - \Delta_{i+1}) - \\
 &\quad - m_i g - \alpha \dot{x}_i; \\
 m_n \ddot{x}_n &= -c_n(x_n - x_{n-1} - \Delta_n) - m_n g - \alpha \dot{x}_n - F_0,
 \end{aligned}
 \tag{7}$$

де s_0 - збурення талевого блоку на гаку у випадку вилучення колони;

Δ_i - статична деформація секцій ВК, α коефіцієнт в'язкості бурильної рідини,

$F_\partial = f p_\partial (l_n - x_n) \text{sign } \dot{x}_n$ - динамічна сила тертя (рід - динамічне розподілене навантаження тиску гірської породи на прихоплену трубу). Якщо врахувати ефект Стрібека [18], то

$$F_\partial = f \left(p_{st} \text{sign } \dot{x}_n + (p_\partial - p_{st}) e^{-(\dot{x}_n/v_s)^2} \times \right. \\ \left. \times \text{sign } \dot{x}_n + \mu \dot{x}_n \right) (l_n - x_n),$$

де p_{st} - статичне розподілене навантаження тиску гірської породи на прихоплену трубу.

($p_{st} > p_\partial$),

μ - коефіцієнт в'язкості,

v_s - швидкість Стрібека.

З рівнянь статичної рівноваги бурильної колони визначаємо статичні деформації секцій ВК:

$$\Delta_0 = \frac{g \sum_{j=0}^n m_j + F_{st}}{c_0}; \dots ; \Delta_i = \frac{g \sum_{j=i}^n m_j + F_{st}}{c_i}; (8) \\ \dots ; \Delta_n = \frac{m_n g + F_{st}}{c_n},$$

де $F_{st} = f p_{st} l_n$ - статична сила тертя».

Гулиев А. С. Использование и определение нормы расхода оушителя на установке осушки газа / А. С. Гулиев // Наук. вісн. Івано-Франків. нац. техн. ун-ту нафти і газу. – 2017. – № 2. – С. 72-78.

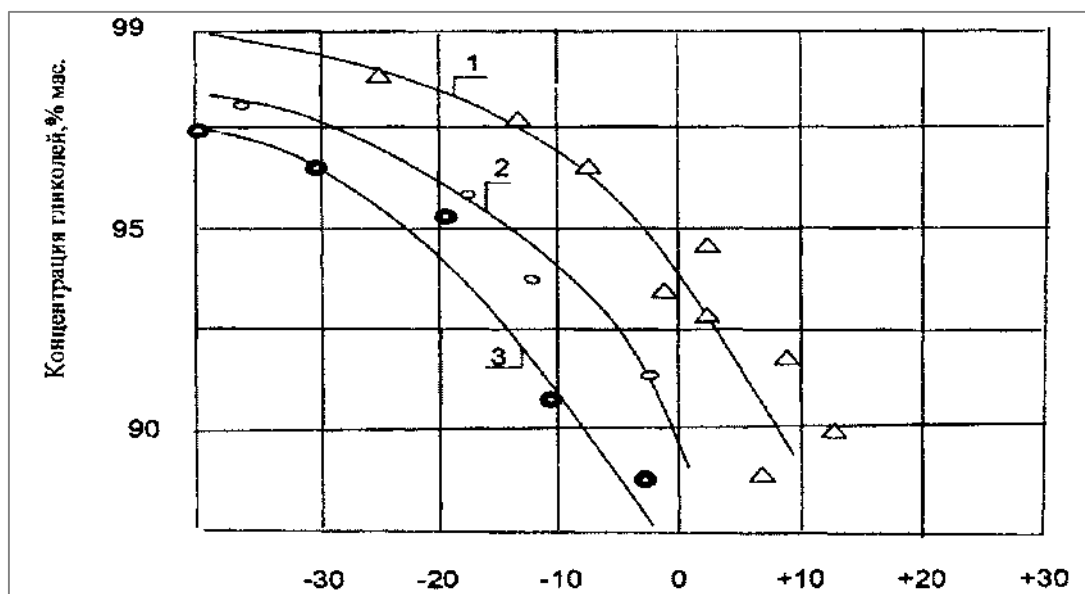
«Для обеспечения бесперебойной транспортировки газа требуется усовершенствование технологии подготовки газа. С этой целью требуется исследование технологии подготовки газа и проведение расчета абсолютной нормы расхода ингибитора.

С целью снижения эксплуатационных затрат на предупреждение гидратообразования в системе добычи и подготовки газа к транспорту необходимо осуществить следующие мероприятия.

- усовершенствование методической основы расчета нормы расхода ингибиторов, используемых в технологии подготовки газа;
- анализ причин значительного отклонения в ряде случаев фактического расхода ингибитора от расчетного;
- разработка систем автоматического регулирования расхода и устройства вывода антигидратных ингибиторов в поток газа и др.

В последние годы методика расчета норм расхода ингибиторов гидратообразования усовершенствована.

Установлено, что водные растворы монопропиленгликоля обладают хорошими антигидратными свойствами, на основании чего предложено использование его наряду с традиционными реагентами (диэтиленгликоль и триэтиленгликоль) для предотвращения гидратообразования в системе добычи и промышленной подготовки природного газа к транспорту (рис. 2). Расчетным путем определена предварительная норма расхода абсорбента в качестве ингибитора для предотвращения гидратообразования.



1 - диэтиленгликоль; 2 - монопропиленгликоль; 3 - триэтиленгликоль

Рисунок 2 - Зависимость точки росы осушенного газа от концентрации гликолей и температуры контакта

В ходе исследований изучена степень регенерации насыщенной водяными парами комплексного монопропиленгликоля и установлено, что при температуре 140...150 С концентрация регенерированного абсорбента достигает 98,5...99,0% мае.

На основании результатов проведенных исследований установлено, что разработанный монопропиленгликоль на основе отечественных нефтехимических продуктов является эффективным, экологически чистым реагентом.

Известно, что при сезонном отборе газа из подземных хранилищ термодинамические параметры газа, а именно давление, температура и дебит в кратчайший срок не меняются, в связи с чем увеличивается и выход пластовой минерализированной воды. Это, в свою очередь, значительно влияет на степень осушки газа.

Поэтому обеспечение необходимой точки росы осушиваемого от влаги газа по требованиям отраслевого стандарта, до конца отбора, зависит от правильного выбора оптимальных параметров абсорбента и установки абсорбционной осушки газа.

На основе результатов проводимых исследований для подготовки газа были выбраны следующие технологические параметры установки осушки газа и монопропиленгликоля:

Производительность установки по газу, млн м³ 6-18

Давление газа на входе абсорбера, МПа 4,0-7,0 Температура газа на входе абсорбера, °С 12-15 Концентрация абсорбента, % масс:

насыщенного 95-96

регенерированного 99-99,5

Температура регенерации насыщенного гликоля, °С 140-150

Точки росы осушенного газа по влаге, °С минус 10-20

Плотность комплексного абсорбента, кг/м³ 1033-1035

Удельная подача абсорбента для осушки газа, кг/1000 м³ 20,0...25,0

Таким образом, следует отметить, что при внедрении данной разработки в систему промысловой подготовки газа при сезонном отборе можно достичь следующих показателей:

- точка росы осушенного от влаги газа будет отвечать всем требованиям отраслевого стандарта;
- будет исключена потеря газа за счет образования гидратов в системе;
- будет предотвращено попадание жидкой фазы в магистральный газопровод, в результате чего будет стабилизирован технологический режим работы транспортной сети;
- значительно уменьшатся расходы на транспортировку газа к потребителю;
- использование монопропиленгликоля на основе отечественных нефтехимических продуктов для подготовки газа к транспорту исключит закупку импортных химических реагентов.

Для проведения расчета нормы расхода монопропиленгликоля, используемого для осушки газа, были использованы фактические технологические показатели установки осушки газа, эксплуатируемые на НГДУ Н. Нариманова и «Гум адасы».

Учитывая климатические условия региона, согласно стандартам температура точки росы осушенного газа должна составить минус 5°C. Чтобы получить заданную температуру точки росы осушенного газа при давлении 6,5-7,0 МПа и температуре 20-25°C, необходимо определить требуемую точку росы газа в зависимости от концентрации гликоля, которая будет использована на установке осушки газа.

Результаты предварительных исследований приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Зависимость температуры точки росы осушаемого газа от концентрации монопропиленгликоля

Температура точки росы осушенного газа, °С	0	-5	-10	-15	-20
Концентрация монопропиленгликоля, % масс	92,0	93,0	95,0	96,0	97,0

По нижеуказанной формуле определяем общее содержание поглощаемой влаги абсорбентом из газа

$$W = Q_{газ}(W_1 - W_2),$$

где W - общее содержание влаги, извлекаемой из газа, кг/1000м³;

W_1 - начальное содержание влаги в исходном газе;

W_2 - содержание влаги в осушенном газе;

$Q_{газ}$ - количество газа из скважины за час/м .

Используя значения фактических технологических показателей, которые приведены в таблице 3, продолжаем расчет

$$W = 50000 (0,64 - 0,08) = 28 \text{ кг/час.}$$

Для достижения точки росы осушенного газа минус 5°С, ведется расчет нормы расхода монопропиленгликоля, подаваемого в газовый поток.

Для определения нормы расхода монопропиленгликоля используются следующие предварительные показатели установки осушки газа с применением монопропиленгликоля:

концентрация свежего МПГ, % масс 98,0

концентрация насыщенного МПГ,

% масс. 96,0

производительность установки по газу,

тыс. м³/час 50000

количество извлекаемой влаги из газа,

кг/час 28

Для проведения расчета все технологические показатели известны и далее определяем норму расхода монопропиленгликоля.

Норма расхода монопропиленгликоля определяется по формуле

$$C = \frac{W \cdot x_2}{x_1 - x_2},$$

где C - общий расход монопропиленгликоля, подаваемого в газовый поток;

W - количество извлекаемой влаги из газа; x_1 - концентрация свежего монопропиленгликоля;

x_2 - концентрация насыщенного монопропиленгликоля.

Итак, для осушки 1000м газа до требуемой кондиции норма расхода монопропиленгликоля, подаваемого в газовый поток, должна быть 13,44 кг. Следует отметить, что при изменении термодинамических, технологических показателей установки осушки газа, а также температуры точки росы осушаемого газа могут значительно измениться нормы расхода монопропиленгликоля.

Если газ из скважины поступает с высоким давлением, низкой температуры можно достигнуть дросселированием газа; тем самым обеспечивается самоохладение. На отдельных установках, где газ подается с низким давлением, низкие температуры достигаются путем аммиачного или пропанового охлаждения».

Дослідження силових параметрів процесу зміцнення гвинтових поверхонь робочих органів деформуючими пуансонами / О. Л. Ляшук, А. Є. Дячун, В. М. Клендій, О. Л. Третьяков // Розвідка та розробка нафти і газу. – 2018. – № 1. – С. 38-43.

«Для зміцнення широко застосовується пластичне зміцнення шляхом (ППД), унаслідок якого підвищуються твердість, міцність, опір на відрив та утомна міцність поверхневого шару. Поверхнєве зміцнення завдяки стабільним залишковим напруженням стискування, наклепу та сприятливому мікропрофілю поверхні підвищує витривалість деталей порівняно з механічно обробленими у 2 - 2,5 рази і більше, частково або повністю знижує шкідливий для витривалості деталей вплив конструктивних концентраторів напружень, покриттів і корозійних середовищ.

При холодному зміцнюванні металевих поверхонь неоднорідний напружено-деформований стан заготовок супроводжується виникненням залишкових напружень, які негативно впливають на якість поверхонь заготовок, їх механічні властивості. Відомо, що залишкові напруження суттєво впливають на процес старіння прогартованих заготовок з вуглецевих сталей та на межу плинності такого

металу. У процесі зміцнення товстостінної заготовки периферійні частини її зміцнюються, а в центральній частині присутній ідеально пластичний шар, що відповідає площині плинності на діаграмі $\langle T, =CT_i(G_i) \rangle$.

Згідно з викладеними твердженнями запропоновано обкатний інструмент для зміцнення гвинтових поверхонь робочих органів (рис. 1), який виконано у вигляді диска 1, встановленого на осі 2 з можливістю кругового провертання. На периферії поверхні диска рівномірно по колу виконані циліндричні отвори 3 з певним кроком. В радіальних отворах 3 із можливістю осьового переміщення встановлено деформуючі пуансони 4, кінці яких виконані плоскими 5, загартовані і перебувають у взаємодії з зовнішнім торцевим контуром гвинтового робочого органу 6. Крім цього, центральний отвір 7 диска 1 заповнений під тиском мастилом 8.

Співвісно до зовнішньої поверхні диска 1 жорстко встановлено пружне кільце 9 з відкритою зоною 10. Кінець зони виконано з радіальним виступом 11 для створення додаткового тиску на деформуючі пуансони 4, а кінець відкритої зони виконано з загостренням 12 для плавного заходження формувальних пуансонів 4. Крім цього, з протилежного боку від зони зміцнення зовнішньої поверхні гвинтовий робочий орган 6 взаємодіє з опорним роликом 13 довжиною 3-5 витків шнека. Ця взаємодія не порушується при обертанні і вигладжуванні. Гвинтовий робочий орган 6 з обох кінців встановлено в центри 14 з підставкою знизу 15 для забезпечення надійності технологічного зміцнення.

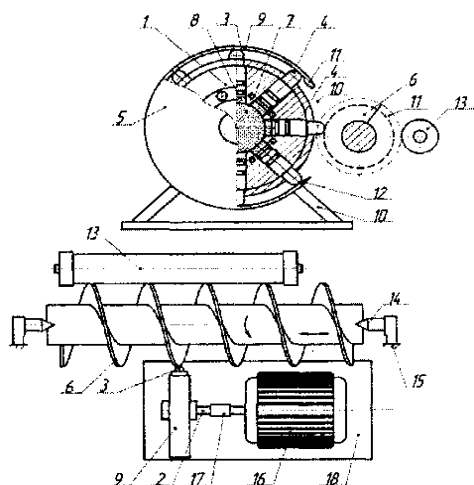


Рисунок 1 - Конструктивна схема інструменту для зміцнення гвинтових поверхонь робочих органів

Обкатний інструмент обертається з високою швидкістю. Робоча частина деформуючих елементів під час оброблення наносить численні удари, пластично деформуючи оброблювану поверхню, після чого і миттєво відскакує від неї. Крім удару деформуючі елементи за час контактування здійснюють вигладжування оброблюваної поверхні».

Методологія та апаратура для оперативних комплексних обстежень підземних трубопроводів / Р. М. Джала, Б. Я. Вербенець, М. І. Мельник [та ін.] // Техн. діагностика и неразрушающий контроль. – 2018. – № 1. – С. 53-58.

«Підземні трубопроводи (ПТ) відіграють важливу роль у промисловості та житті суспільства і є важливим стратегічним чинником народногосподарського комплексу держави. У різних регіонах світу налічують біля 2 мли км трубопроводів, якими транспортують газ, нафту, сировину і продукти хімічної промисловості. В Україні - понад 38,6 тис. км магістральних газопроводів, 4500 км нафтопроводів, 570 км аміакопроводів, 256 тис. км труб газових мереж. Використовують сталеві трубопроводи нафто- і газопромислів, продуктопроводи нафтогазової і хімічної промисловості, підземні водогони для населення, підприємств та зрошувальних систем. Крім цього, діє розвинена мережа підземних кабелів для передачі електроенергії і зв'язку. Впливи середовища призводять до корозійних пошкоджень трубопроводів та інших металевих конструкцій і споруд. Це спричинює втрати і перебої постачання транспортованих продуктів, забруднення довкілля, аварії і катастрофи; необхідні роботи і фінансові витрати на ліквідацію результатів аварій. Щоб запобігти незворотним корозійним пошкодженням потрібно вчасно і у відповідних місцях налагоджувати протикорозійний захист, що вимагає періодичних обстежень, виявлення небезпечних місць і ділянок.

Основним чинником, що скорочує термін придатності до експлуатації підземних споруд є корозія металу, яка спричинює більше чверті аварій трубопроводів. З часом кількість корозійних пошкоджень зростає аж до непридатності споруди для подальшої експлуатації. Для підвищення надійності та продовження термінів експлуатації трубопроводів використовують комплексний протикорозійний захист (ПКЗ) ізоляційними покриттями і катодною поляризацією. Традиційно контроль стану ПКЗ ПТ проводять контактними методами і засобами, які достатньо прості як по суті, так і в Інструментальній реалізації. Проте їх продуктивність обмежується труднощістю і складнощами забезпечення достатньої кількості надійних контактів вимірювальних електродів з трубою і землею. З фізичної точки зору в електрометрії використовують тільки частину інформації, що є в електричному полі. Магнітне ж поле найчастіше використовують лише для визначення розміщення трубопроводів.

На основі теоретичних і експериментальних досліджень електромагнітного поля підземних струмопровідних комунікацій у ФМ1 Ім. Г. В. Карпенка НАН України розроблено нові способи і пристрої та виготовлено зразки приладів для безконтактних вимірювань струмів (БВС). Застосування їх у реальних умовах підтвердило перспективність вибраного напрямку. Безконтактні методи мають значні переваги порівняно з традиційними контактними методами. Проте вони не мали широкого використання і потребують спеціальних засобів вимірювань. Метою даної роботи є створення (на основі результатів проведених досліджень, розробок, натурних випробувань та практичного досвіду) ефективних методів і апаратури оперативних діагностичних обстежень і контролю стану ПКЗ для запобігання пошкоджень та продовження ресурсу трубопровідного транспорту.



Фізичною основою запропонованого методу є наявність у випрямленому струмі захисту від корозії, який подають на ПТ від установки катодного захисту (УКЗ),

постійної і змінних складових (гармонік) та пропорційність між напругою і струмом. Постійна і та змінна j складові струму УКЗ, що натікає з ґрунту в трубопровід на ділянці, створюють на поверхні землі між точками М і N постійну U_s і змінну V_z електричні напруги, пропорційні відповідним складовим струму $i_{ij} = U_s/V_z$. Якщо ж трубопровід захищають гальванічним протектором, то для визначення густини струму за даним методом додатково струм на виході протектора модулюють змінним сигналом низької частоти (наприклад, 100 Гц).

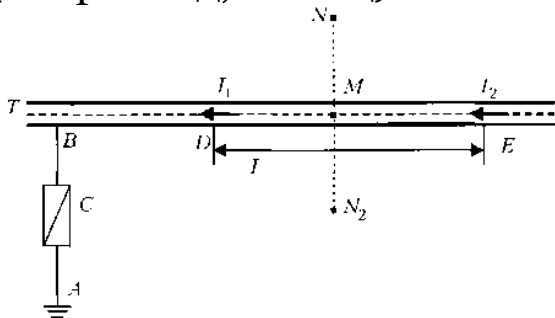


Рис. 1, Розміщення точок D і E безконтактних вимірювань струмів та електродів М і N контактних вимірювань електричних напруг для визначення густини струму захисту від корозії на ділянці підземного трубопроводу

Розроблений спосіб призначений для визначення густини струму катодного захисту від корозії ПТ і може бути використаний при обстеженнях, неруйнівному контролі і налагодженні електрохімічного захисту (ЕХЗ) ПТ та інших струмопровідних комунікацій.

Визначення перехідного опору захисного покриття на ділянці ПТ. Перехідний питомий опір ізоляційного покриття ρ_m є основним показником, що характеризує його стан на ділянці підземного трубопроводу [1, 2]. Його визначають відношенням різниці потенціалів на захисному покритті ΔE_m (В) до густини струму i_m (А/м²), який протікає через покриття на цій ділянці.

$$\rho_m = \Delta E_m / i_m, \text{ Ом} \cdot \text{м}^2. (2)$$

Спад потенціалу на захисному покритті ПТ, визначаємо за формулою

$$\Delta E_m = E_g + E_{pot} - E_m (3)$$

де E - вимірювана електрична напруга - потенціал ПТ відносно електрода, встановленого над ПТ [2] у точці М на ділянці п; E_{pot} - поляризаційний потенціал трубопроводу на

даній ділянці, який вимірюють відомим методом вимкнення УКЗ [1,2]. Для спрощення процедури можна визначати Е за вимірами двох різниць потенціалів і змінних електричних напруг [1], що дає можливість вилучати омичну складову різниці потенціалів без відключення УКЗ».

Огородніков П. І. Динаміка бурильної колони, як механізм з нелінійними елементами та елементами, що обумовлюють параметричне збурення / П. І. Огородніков, В. М. Світлицький // Нафтогаз. галузь України. – 2017. – № 5. – С. 7-10.

«Ефективність руйнування гірських порід на вибої залежить від вибраних режимів буріння, стійкої очистки вибою, властивостей гірської породи, а також від динамічних навантажень, які передаються на долото від динамічно збурених елементів бурильної колони. На цей час з відомих способів збурення коливних процесів в елементах бурильної колони, як механічної системи: силового, кінематичного, автоколивного і параметричного, тільки останній не отримав належного розгляду і застосування для підвищення інтенсивності взаємодії долота з вибоєм. Причин для такого положення може бути кілька. Основною з них можна вважати те, що дослідження динаміки бурильної колони, як механічної системи з параметричним збуренням, наштовхуються на труднощі розв'язання нелінійно параметричних диференціальних рівнянь. Окрім того, досі не було розроблено конструктивних рішень, які б забезпечували зміну в часі одного з енергетичних параметрів (жорсткості та маси).

Проведемо аналіз різних конструкцій коректуючих пристроїв, у конструкціях яких можливе виникнення параметричних коливань.

Для роботи пристроїв, зображених на рис. 1, характерна наступна особливість: наведені системи пристроїв (амортизатори) є керованими, але не активними системами. Тому пристрої такого типу оснащені віброзбуджувачами, у якості яких виступають вимушені коливання долота і хвилеві процеси в елементах бурильної колони.

У підсумку, на взаємодію озброєння долота з вибоєм буде діяти сума вимушених і параметричних коливань, які взаємодіють між собою.

Описані вище пружні пристрої амортизаторів не є чисто параметричними. Таке положення стосується пружних елементів амортизаторів, виконаних у вигляді

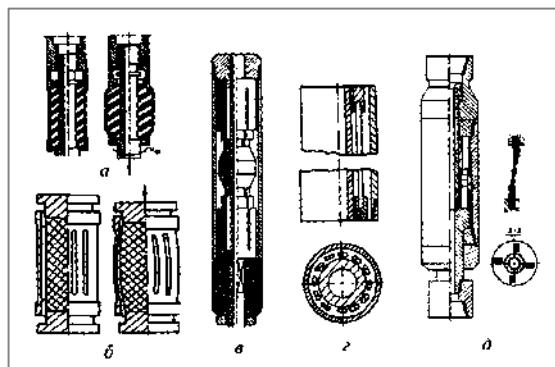


Рис. 1. Системи, які можуть визивати параметричні коливання долота:

а - пружний оболонковий елемент, заповнений гумовим наповнювачем; б - пружний оболонковий елемент з

осьовими прорізами з наповнювачем, що не стискується; в - пружний елемент з набору концентрично розташованих прорізних оболонок та різними геометричними параметрами [Д]; г - пружний елемент, виконаний у вигляді набору пружних стрижнів круглого перерізу з шарнірним кріпленням; д - пружний елемент виконаний у вигляді набору пружних пластин, які працюють на згин і кручення пружних циліндричних оболонок, які в радіальному напрямку деформуються під дією тиску внутрішнього наповнювача, який стискується осьовими навантаженнями (статичними, динамічними) під час буріння свердловини особливо в твердих і міцних породах (рис.1, а, б). Це положення стосується і до пружних елементів, виконаних у вигляді пружних елементів круглого чи прямокутного перерізу, котрі взаємодіють між собою або з рухомими частинами амортизатора (рис. 1, в, г, д).

Неодмінною умовою працездатності та довговічності низу бурильної колони, обладнаного амортизатором з наведеними вище пружними вставками параметричного збурення, є наявність обмеження амплітуди коливань елементів колони, пов'язаних з амортизатором. Це положення пояснюється тим, що при параметричних збуреннях (на відміну від силового) лінійний опір не може запобігти росту параметричних коливань, що може викликати небажане розкачування низу бурильної колони.

Одним з факторів, який сприяє обмеженню амплітуди параметричних коливань, є нелінійність пружних з'єднань, які у деяких випадках виконує гумовий наповнювач (рис.1, а, б), що взаємодіє з внутрішньою поверхнею пружної оболонки, або в конструкцію амортизатора введено обмежувачі ходу (рис.1, б, в).

Підвищення механічної швидкості під час буріння шарошкковим долотом з оболонковим амортизатором АБО, у порівнянні з бурінням амортизатором НАБ з комбінованим гумовим пружним елементом, підтвердили вплив параметричних коливань на інтенсивність взаємодії долота з вибоєм.

Так, під час буріння з амортизатором АБО-195 за осьового навантаження 270 кН у порівнянні з застосуванням амортизатора НАБ-195 за осьового навантаження 300 кН, характерні достатньо високі поточні швидкості проходки, хоча статичне навантаження на долото у цьому випадку менше.

Буріння відбувалось роторним способом у породах стрийської свити, складених міцними породами в інтервалі 1090-1570 м, долотами типу Ш295,3СЗ-ГНУ навантаженими обважненими бурильними трубами (ОБТ) 0203 мм довжиною 240 м та бурильними трубами. Під час буріння проводився запис вібрацій верху бурильної колони. На самописець фіксувалось розділення спектра частот на низькі (до 30 Гц), середні (від 30 до 70 Гц) та високі (понад 70 Гц).

Усі записи аналізувались за допомогою аналізатора спектра СЧ-12. Механічна швидкість фіксувалась по руху квадратної штанги донизу за допомогою оптичного приладу і наявних на ній відбиваючих міток.

Збільшення механічної швидкості буріння на 30% під час застосування коректуючої вставки АБО-195 обумовлено підвищенням динамічного навантаження за рахунок дії параметричних коливань.

Жорсткість пружного елемента у вигляді циліндричної оболонки залежить, у першу чергу, від її геометричних параметрів, наприклад, товщини стінки тощо. Характеристики оболонкових пружних елементів були досліджені на машині для випробування металів МУП-50 з

вібратором. Зміна жорсткості під час осьового навантаження приводить до ступінчастої зміни власної частоти. Пружний елемент такої конструкції при одночасній дії осьового навантаження і осьового коливного навантаження призводить до виникнення динамічних навантажень на нижньому торці поршня, зокрема у тій точці, де він контактує з наддолотною частиною у місці закріплення долота».

Расчет напряжений в колоннах разной длины при эксплуатации / Т. С. Скобла, А. И. Сидашенко, И. Н. Рыбалко, А. Ю. Марченко // Наук. вісн. Івано-Франків. нац. техн. ун-ту нафти і газу. – 2017. – № 2. – С. 53-60.

«При решении поставленной задачи частично использовали методику расчёта напряжений на базе работы. В основу оценки положен вариационный принцип наименьшего действия усилий, описанный в работах по аналитической механике. Методика расчётов подробно рассмотрена ранее опубликованных нами работах.

При оценке поведения длинных стержней (труб в эксплуатации) трудной задачей оказалось нахождение длины пластически деформируемого участка, когда внешняя сила не превышает предельно упругую.

Неизвестные перемещения деформаций в отличающихся задачах, подробно рассмотренных в работах, хотя и определяются с помощью полученных ранее зависимостей, однако дают разные результаты.

Ряд решений при расчете на компьютере показали отличающиеся между собой результаты, вероятно связанные с неравномерным распределением упругих деформаций по длине стержня.

Уточнение зависимостей будет возможным лишь при наличии экспериментальных данных с использованием коэффициентов или свободных параметров, относящихся к касательным деформациям, с применением обработки данных методом наименьших квадратов.

Рассмотрев вариационный принцип описания упруго пластической системы, наиболее интересным подходом к оценке напряжённого состояния колонны считаем использование дифференциального уравнения без воздействия внешней силы в системе «упругость - пластичность». В ранее выполненных работах рассматривалась система

$$F = \frac{G}{2}(l_2 - l_1)^2 + \sigma_{tek} e_{tek} V(l_1) = \min, \quad (1)$$

где G - заданная жесткость системы, кг/мм. Она равна

$$G = \frac{Ebh}{l}, \quad (2)$$

где $V(l_1)$ - объем пластической деформации, определяемой величиной Z_1 (величина удлинения, зависящая от пластической деформации);

Z_2 - параметр, характеризующий суммарное удлинение от упругой и пластической деформаций - заданная величина;

Z_1 - неизвестна;

e_{tek}, σ_{tek} - соответственно предел и напряжение текучести;

В такой статической системе жесткость G считали постоянной величиной.

Для упрощения в качестве примера использовали условие, при котором объем пластической деформации равен:

$$V(l_1) = bhl_1, \quad (3)$$

где b - ширина, h - высота.

Дифференцируя (1) по Z_1 и приравнивая производную к нулю, получили:

$$-G(l_2 - l_1) + \sigma_{tek} e_{tek} bh = 0. \quad (4)$$

Учитывая (4), получаем:

$$l_1 = l_2 - \frac{\sigma_{tek} e_{tek} bh}{G} = l_2 - \frac{\sigma_{tek} e_{tek} bhl}{Ebh} = \quad (5)$$

$$= l_2 - \frac{\sigma_{tek} e_{tek} l}{E} = l_2 - e_{tek}^2 l,$$

где Z - длина;

E - модуль упругости (модуль Юнга).

Если в качестве Z_2 принять

$$l_2 = e_{tek} al, \quad (0 < a < 1), \quad (6)$$

то

$$l_1 = ae_{tek} l - e_{tek}^2 l = e_{tek} l(a - e_{tek}), \quad (J)$$

$$\frac{l_2 - l_1}{l} = \frac{e_{тек} a l - e_{тек} a l (a - e_{тек})}{l} =$$

$$= e_{тек} a (1 - a + e_{тек})$$

и в результате получаем, что на какую бы длину не растягивали стержень, всегда найдется определенная его часть, которая растянется пластически. Это соответствует принципу Сен-Венана.

В самом простом случае - изменении объема при пластической деформации - получим заниженные значения пластического удлинения.

Для более реального случая - изменения объема по части окружности - оценим средние значения объемов при разных радиусах окружностей:

$$\Delta h = \frac{l_d^2}{2r}; e_y = \frac{l_d^2}{2rh}; e_x = \frac{l_d}{l};$$

$$e_{тек} l \leq l_d \leq 0.094l; r = \frac{l_d^2}{2e_{тек} h}; r = \frac{l_d^2}{0.188h} *$$

$$e_{тек} l \sqrt{he_y} \leq l_d \sqrt{he_y}; e_{тек} l \leq l_d \leq 0.094l;$$

$$e_{тек} l \leq l_d \leq 0.094l$$

Рассмотрим случай, когда половина длины стержня равна 100 м (рис. 1).

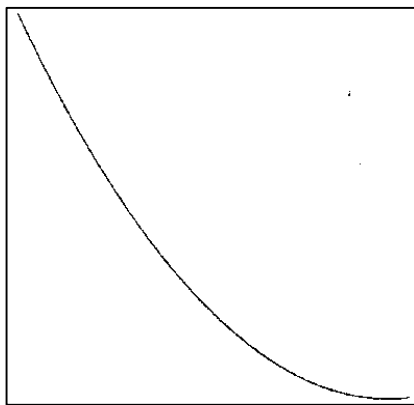


Рисунок 1 - Влияние деформации системы на предельно упругое перемещение для половины длины стержня

В работе рассмотрены и короткие образцы, половина длины которых соответствует 50мм, а для стандартных - она не превышает 40мм. Тензометрические изменения для стандартных образцов покажет только отношение, близкое к единице, т.е. использовать их для определения напряжённого состояния нецелесообразно.

По горизонтальной оси отложена величина предельно упругого перемещения $l_2 = 442,8$ мм. При условии, что жёсткость имеет постоянное значение, зона пластического деформирования оказалась несколько меньшей половины длины колонны, равной 1000м.

Минимальная работа деформации описываемой системы соответствует точке:

$$Z_3 = 417,5 \text{ мм}, \frac{l_2 - l_3}{l_2} = 0,0572. \quad (8)$$

Известно, например, что при прокатке очень чётко наблюдается минимум суммарного значения упругой и пластической деформации. В этом случае минимум тоже существует, но он очень «слабый», вероятно из-за того, что вместо сопротивления деформации в расчётах использовали предел текучести. Полученная картина напоминает фазовый переход, для получения которого необходимо затратить дополнительную энергию. И это подтверждает неоднозначность касательных деформаций.

Вертикальная ось соответствует работе деформации системы.

Рассмотрев еще несколько примеров различных длин от 50мм до 14,5м, пришли к выводу, что предельное значение равно

$\frac{l_2 - l_3}{l_2} = 0,0572$. При построении подобных графиков для разных длин, начиная с 50мм с шагом 50мм, получили картинку, приведенную на рис. 2.

Алгоритм программы расчётов основан на переборе упругих и пластических зон, а также нахождении зон локализации касательных напряжений».

Довідкове видання

Нафтогазові технології

Дайджест

Випуск 8

Українською мовою

Комп'ютерний набір ***Л. М. Локотош***

Комп'ютерна верстка ***Ю. В. Кобітович***

Відповідальна за випуск ***Я. А. Пилип***