

Міністерство освіти і науки України
 Національний технічний університет
 «Дніпровська політехніка»
 Факультет природничих наук та технологій
 (факультет)

Кафедра гідрогеології та інженерної геології
 (повна назва)

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА
 кваліфікаційної роботи ступеню бакалавра
 (бакалавра, спеціаліста, магістра)

студента

Головченко Андрій Володимирович
 (ШІБ)

академічної групи 103-19ск-2
 (шифр)

спеціальності 103 Науки про Землю
 (код і назва спеціальності)

за освітньою програмою «Геологія»
 (офіційна назва)

на тему Закономірності фільтраційних властивостей вуглевмісних відкладів
 Донбасу та прогноз активізації газовиділення в умовах техногенного впливу
 (назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
кваліфікаційної роботи розділів:	Інкін О.В.			
Спеціальний	Інкін О.В.			
Рецензент	Ішков В.В.			
Нормоконтролер	Загриценко А.М.			

Дніпро
 2022

ЗАТВЕРДЖЕНО:

завідувач кафедри

гідрогеології та інженерної геології

(повна назва)

Рудаков Д.В.

(підпис)

(прізвище, ініціали)

« _____ »

2022 року

ЗАВДАННЯ
на кваліфікаційну роботу
ступеню бакалавра
(бакалавра, спеціаліста, магістра)

студенту Головченко Андрію Володимировичу академічної групи 103-19ск-2
(прізвище та ініціали) (шифр)

спеціальності 103 Науки про Землю

за освітньою програмою «Геологія»

на тему Закономірності фільтраційних властивостей вуглевмісних відкладів Донбасу та прогноз активізації газовиділення в умовах техногенного впливу затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від 15.04.2022 № 203-с

Розділ	Зміст	Термін виконання
Загальний	Оцінка геологічних запасів газу зосередженого в слабопроникних породах Донецького басейну	10.05 – 13.05.2022
Спеціальний	Дослідження гідродинамічного режиму гідророзриву щільних порід	14.05 – 28.05.2022
	Оцінка зміни дебіту свердловин після проведення гідророзриву	29.05 – 07.06.2022
	Обґрунтування технологічної схеми відбору газу з слабопроникних пластів	08.06 – 16.06.2022

Завдання видано

(підпис керівника)

О.В. Інкін

(прізвище, ініціали)

Дата видачі

10.05.2022

Дата подання до екзаменаційної комісії

17.06.2022

Прийнято до виконання

(підпис студента)

А.В. Головченко

(прізвище, ініціали)

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка: текстові додатки 68 с., рисунків 17, таблиць 4, джерел 42.

Мета роботи – обґрунтування методики чисельної оцінки розмірів, форми і стійкості тріщин гідророзриву в щільних газонасних породах з метою збільшення їх проникності та газовіддачі.

Об'єкт досліджень гідродинамічні, геологічні та технологічні фактори і процеси, які супроводжують формування тріщин розриву в слабопроникних газонасичених гірських породах.

Предмет досліджень закономірності формування конфігурації тріщин гідророзриву в щільних породах в залежності від витрати рідини.

На основі аналізу гірничо-геологічних умов Новомосковського кам'яновугільного родовища визначено інтервал вугленосної товщі, який характеризується підвищеною кількістю горючого газу і встановлено фільтраційно-ємнісні властивості вміщуючих порід. Для збільшення проникності та газовіддачі видлених колекторів обґрунтовано метод гідравлічного розриву, що базується на вітчизняному досвіді проривів щільних порід на шахтних полях Західного Донбасу. Запропонована в роботі методика чисельної оцінки розмірів, форми і фазової проникності тріщини, яка утворюється при закачуванні рідини розриву в пласт через свердловину, дозволила спрогнозувати збільшення проникності вуглевмісних порід і дебітів газу на родовищі.

КЛЮЧОВІ СЛОВА: ЩІЛЬНІ ПОРОДИ, ВУГЛЕВОДНЕВИЙ ГАЗ, ГІДРОРОЗРИВ, ТРИЩИНА, ПРОНИКНІСТЬ, ДЕБІТ СВЕРДЛОВИНИ

ЗМІСТ

ВСТУП.....	5
1. ГЕОЛОГО-ГІДРОГЕОЛОГІЧНА БУДОВА І ФОРМА ПЕРЕБУВАННЯ ВУГЛЕВОДНЕВИХ ГАЗІВ У ВІДКЛАДЕННЯХ ДОНЕЦЬКОГО БАСЕЙНУ.....	7
2. ОЦІНКА РЕСУРСІВ НЕТРАДИЦІЙНОГО ГАЗУ В ГІРНИЧОПРОМИСЛОВИХ РАЙОНАХ.....	16
3. АНАЛІЗ СУЧАСНИХ СПОСОБІВ АКТИВІЗАЦІЇ ДЕБІТУ СВЕРДЛОВИН В СЛАБОПРОНИКНИХ ПОРОДАХ.....	27
4. РОЗРАХУНОК ЗБІЛЬШЕННЯ ПРОНИКНОСТІ І ГАЗОВІДДАЧУ КОЛЕКТОРІВ.....	34
5. ОБҐРУНТУВАННЯ КОНСТРУКЦІЇ ГАЗОДОБУВНИХ СВЕРДЛОВИН.....	47
ВИСНОВКИ.....	57
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	60
ДОДАТКИ.....	65

КАФЕДРА
ГІДРОГЕОЛОГІЇ
ТА ІНЖЕНЕРНОЇ ГЕОЛОГІЇ

ВСТУП

Актуальність досліджень. Геологічні оцінки запасів газу слабопроникних колекторів у світі і Україні часто набагато перевищують обсяги традиційних запасів. Так, згідно даних управління енергетичної інформації (UEI), Україна посідає третє місце в Європі і тринадцяте – у світі для ресурсів цього виду палива, величина яких досягає 8 трлн куб. м, у той час як запаси традиційного газу в трьох нафтогазоносних регіонах країни (західному, східному та південному) складають не більше 1 трлн куб. м. Тим не менш, підвищений інтерес до нетрадиційного газу як потенційного джерела енергетичної незалежності виник лише в останні часи. Разом з тим, розробка нетрадиційних родовищ газу в Україні за американською технологією пов'язана з певними труднощами і негативними наслідками для навколишнього середовища. Для проведення гідророзриву гірських порід використовується дороге бурове обладнання для вертикально-горизонтального буріння. Створення надвисокого тиску при гідророзриві неглибоко залягаючих колекторів може призвести до пошкодження свердловин і близько розташованих фундаментів будівель, а для підтримки заданої пористості пласта після гідророзриву застосовуються різні хімікати, солі органічних кислот, відходи нафтопереробки, дизельне паливо та інші речовини, що забруднюють атмосферу, і підземні води, що використовуються для водопостачання.

Ефективна розробка нетрадиційних ресурсів газу в Україні може бути здійснена шляхом обґрунтування комплексної технологічної інфраструктури вилучення газу зі щільних порід із застосуванням сучасних технологій активізації газовиділення та адаптації цих технологій до вітчизняного обладнання.

Мета роботи – обґрунтування методики чисельної оцінки розмірів, форми і стійкості тріщин гідророзриву в щільних газоносних породах з метою збільшення їх проникності та газовіддачі.

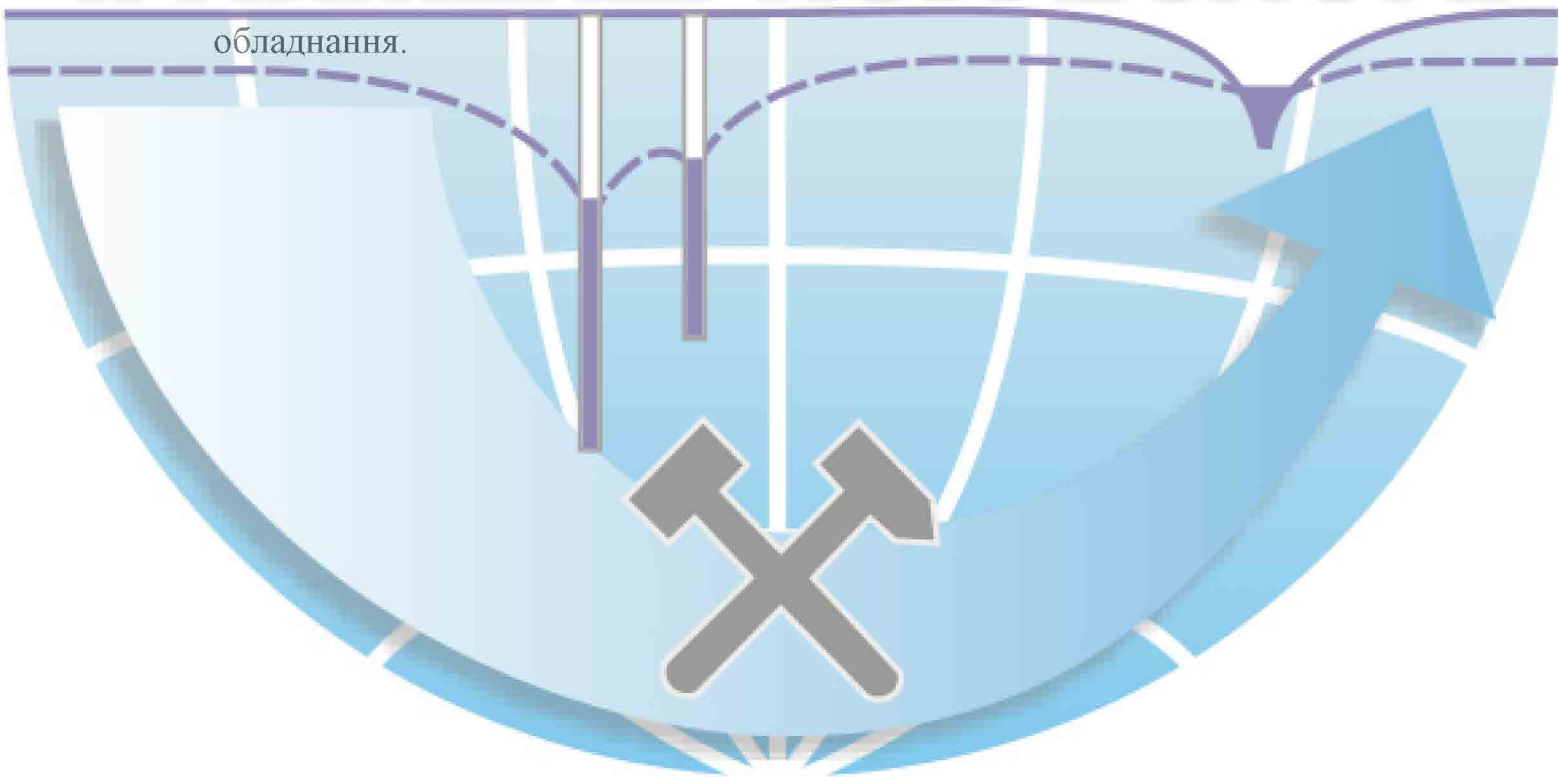
Задачі, розв'язані в магістерській роботі, полягають у наступному: оцінити геологічні запаси газу зосередженого в слабопроникних породах Донецького басейну; дослідити гідродинамічний режим гідророзриву щільних порід; оцінити зміну дебіту свердловин після проведення гідророзриву пласта; обґрунтувати технологічну схему відбору газу з слабопроникних порід.

Об'єкт досліджень гідродинамічні, геологічні та технологічні фактори і процеси, які супроводжують формування тріщин розриву в слабопроникних газонасичених гірських породах.

Предмет досліджень закономірності формування конфігурації тріщин гідророзриву в щільних породах в залежності від витрати рідини.

Практична цінність. Розроблена методика розрахунку розмірів, форми і параметрів закріплення тріщини гідророзриву в слабопроникних метанонасичених породах, що дозволяє прогнозувати збільшення їх газовіддачі і дебітів свердловин з урахуванням специфіки вітчизняного обладнання.

КАФЕДРА
ГІДРОГЕОЛОГІЇ
ТА ІНЖЕНЕРНОЇ ГЕОЛОГІЇ



1. ГЕОЛОГО-ГІДРОГЕОЛОГІЧНА БУДОВА І ФОРМА ПЕРЕБУВАННЯ ВУГЛЕВОДНЕВИХ ГАЗІВ У ВІДКЛАДЕННЯХ ДОНЕЦЬКОГО БАСЕЙНУ

Досліджувана територія розташована в межах південної околиці Східноєвропейської платформи і сформована палеозойськими, мезозойськими і кайнозойськими відкладеннями. Палеозойські утворення порушені плікативними і диз'юнктивними дислокаціями і перекриваються мезозойськими і кайнозойськими відкладеннями.

Породи докембрію, які є фундаментом осадової товщі, виходять на поверхню в Приазовській частині Українського кристалічного масиву. На північ, в центральній частині Донецького басейну, вони занурені на глибину до 15 км. Докембрій представлений гнейсами і кристалічними сланцями з підлеглими прошарками кварцитів, мармурів і кальцифірів. Ці породи у вигляді останців розташовані серед мигматитів та гранітів.

Палеозойська еритема, представлена на території девоном, карбоном і Перм'ю, залягає з кутовою незгідністю на докембрійських утвореннях.

Девонські відкладення загальною потужністю до 750-900 м залягають на еродованій поверхні кристалічного фундаменту або на його корі вивітрювання. Розріз девону складний різними за складом осадовими (теригенними, хемогенними) і ефузивними породами, в найбільш занурених частинах басейну виявлені кам'яна сіль, карбонатні породи і ангідрити. Відклади поділяються на середньо девонські — ейфельський і живетський яруси (миколаївська свита), середньо-верхньо девонські — живетський і франський яруси (антон-тарамська свита), верхньо девонські — франський (долгінська свита) і фаменський (роздольненська і новотроїцька свити) яруси. В зоні зчленування басейну з Воронежським масивом девон не виявлено.

Кам'яновугільні відкладення поширені на території всього Доно-Дніпровського прогину, а також на схилах Українського і Воронежського кристалічних масивів. Вони з незгідність залягають на девонських відкладах або безпосередньо на кристалічному фундаменті і представлені трьома

відділами - верхнім, середнім і нижнім, або 15 свитами за місцевою стратиграфічної шкалою (табл. 1.1).

Розріз карбону є повним і практично безперервним — значні перериви відомі лише в крайових частинах басейну. Потужність кам'яновугільних відкладень поступово збільшується від периферії басейну до його донної частини і вздовж осі прогину з північного заходу на південний схід. В осевій частині прогину вона змінюється від 5 км на заході до 18 км на сході і скорочується на бортах до 0,5-1,0 км (рис. 1.1).



Рис. 1.1. Ізопахіти кам'яновугільних відкладень Донбасу

Нижня частина кам'яновугільного розрізу складена потужною товщею карбонатних, на півдні вона охоплює турнейський ярус і нижній візе; на схилі Воронежського масиву, але міру віддалення на північ, вапняки займають більшу частину розрізу, включаючи нижню частину башкирського ярусу. Вище залягає величезна по потужності (до 9,0 - 10,5 км) теригенна поліфаціальна товща, в якій циклічно багаторазово повторюються морські, континентальні та перехідні фації, представлена аргілітами, алевролітами і пісковиками з підлеглими їм вапняками і вугільними пластами.

Часткова участь літологічних різностей порід схильна до значних коливань за площею і в розрізі. Вміст пісковиків по свитах карбону і районах коливається від 16 до 40%: найменша їх кількість відзначена в північно-східних районах басейну, а також в свитах $C_2^2 - C_2^4$; найбільша — в західних районах і свитах C_2^3, C_2^5, C_2^6 . Зміст аргілітів коливається від 22 до 43%, алевролітів — від 25 до 49%, вапняків від 1,5 до 9,5%.

Мезозойська ера тема представлена всіма трьома системами — триасовою, юрською та крейдовою.

Триасові відклади найбільш поширені в західних і північно-західних окраїнах Донбасу, де вони представлені чотирма свитами нижнього, середнього і верхнього відділів загальною потужністю до 990 м. Вони незгідно залягають на розмитій поверхні палеозою і в літологічній плані характеризуються континентальними і лагунними пестрокольоровими піщано-глинистими слабо вапняковими породами.

Юрські відкладення, представлені всіма трьома відділами, поширені в межах північно-західних, у меншій мірі західних окраїн Донбасу, де вони незгідно залягають на триасових і більш древніх утвореннях. Розріз юрської системи характеризується морськими і континентальними піщано-глинистими відкладеннями з підлеглим значенням вапняків і бурого вугілля із загальною потужністю до 630 м.

Крейдова система представлена нижнім і верхнім відділами, має дуже широке поширення і відсутня тільки в центральній, найбільш піднятій частині Донбасу. Вона складена піщано-глинистими відкладеннями, мергелями і піщаною крейдою загальною потужністю до 770 м, що залягають незгідно на більш древніх утвореннях.

Північна зона дрібної складчастості і крайових купольних складок має складну будову. Ця зона об'єднує численні згруповані у вузькій (3-10 км) смузі дрібні кулісо подібно розташовані складки світ середнього карбону і мезозою. По мірі наближення до схилу Воронезького масиву складки стають більш протяжними і менш складними (рис. 1.2).

Таблиця 1.1 Стратиграфічна схема кам'яновугільних відкладень Донецького басейну

Відділи карбону	Ярус	Світа	Маркуючі вапняки	Пласти вугілля	Потужність світи, м
Верхній	Гжельський	Араукаритова $C_3^3(P)$	$P_1, P_3, P_4, P_5, P_6, P_7$	p_4	505-950
		Авилівська $C_3^2(O)$	$O_1, O_2, O_4, O_4^3, O_5, O_6, O_7$		270-1138
Середній-верхній	Касимівський	Ісаєвська $C_{2-3}^1(N)$	$N_1, N_2, N_3, N_4, N_5^5$	n_1, n_1^1	286-1049
Середній	Московський	Горлівська $C_2^7(M)$	M_1, M_2, M_5	$m_3, m_3^1, m_5, m_6, m_6^2$	235-710
		Алмазна $C_2^6(L)$	L_1, L_4, L_6	l_2, l_3, l_5, l_8	110-365
		Каменська $C_2^5(K)$	K_1, K_3, K_4, K_9	k_2, k_2^2, k_3^1, k_8	195-650
	Башкирський	Білокалітвенська $C_2^4(I)$	I_1, I_2, I_3, I_4	i_1^5, i_3	170-395
		Смоляннівська $C_2^3(H)$	$H_1, H_2, H_4, H_5^0, H_6$	$h_2, h_3, h_6, h_7, h_9, h_{11}$	190-830
		Моспінська $C_2^2(G)$	G_1, G_1^2, G_3, G_4	g_1, g_2	240-810
		Мандрикинська $C_2^1(F)$	F_1, F_1^2, F_2^1	f_0, f_1	95-400
Амвросієвська $C_2^0(E)$	E_1, E_3, E_6, E_8	e_4, e_8	До 800		
Нижній Середній		Кальмиуська $C_{1-2}^4(D)$	$D_1, D_1^5, D_3, D_5, D_6$	d_3, d_4, d_5^2, d_8^2	210-1050
Нижній	Серпуховський	Самарська $C_1^3(C)$	C_1, C_5	$c_4, c_5, c_8, c_{10}, c_{14}$	480-800
	Візейський	Межевська $C_1^2(B)$	B_1, B_9, B_{10}	b_3, b_8	290-540
	Турнейський	Мокроволновахська $C_1^1(A)$	A_1, A_2, A_3		85-460

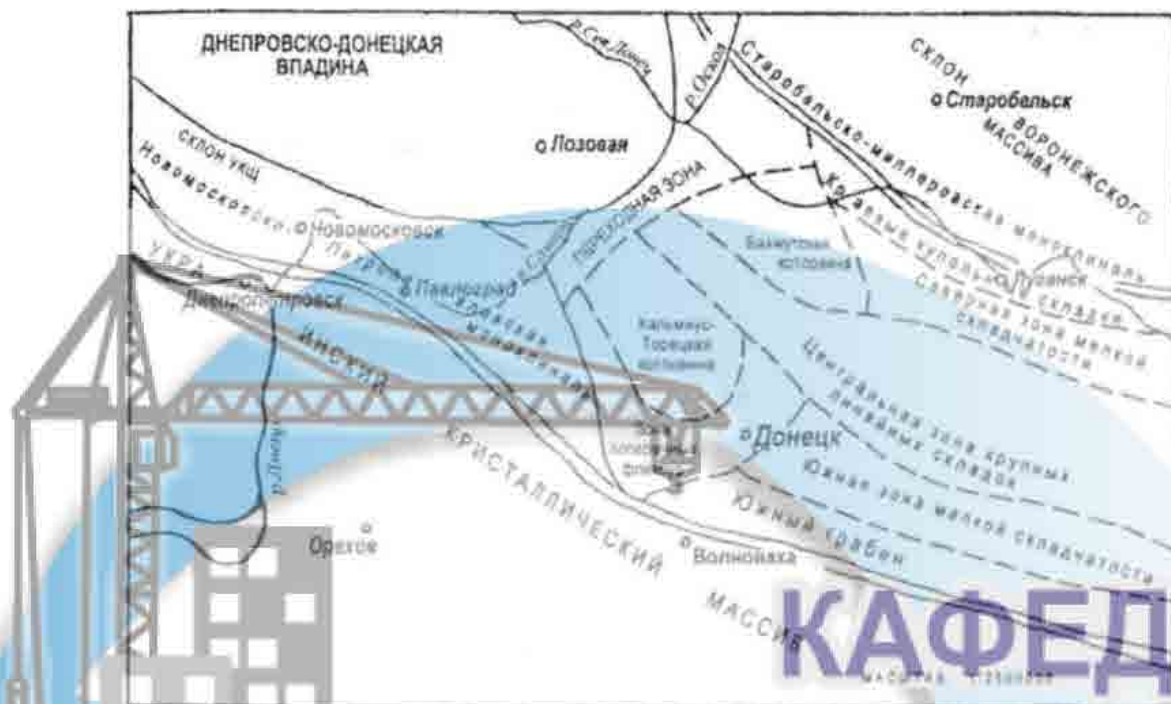


Рис. 1.2. Схема структурно-тектонічного районування складчастого Донбасу

Північна зона складчастості закінчується на північно-заході ланцюжком витягнутих в північно-західному напрямку куполів, укладених між Північно-Донецькою і Марівськими насувами: Кременський, Томашевський, Лисичанський, Волчоярівський, Матроський. Дана зона з південного заходу примикає до Старобільсько-Міллерівської монокліналі.

Старобільсько-Міллерівської монокліналь охоплює полого падаючі на південь під кутом $1 - 3^\circ$ кам'яновугільні відкладення, які залягають на південному схилі Воронезького кристалічного масиву безпосередньо на кристалічному фундаменті. Вони перекриваються не дислокованим мезокайнозойським осадовим чохлам потужністю до 600 м. на тлі монокліналі виділяються поодинокі Рісо амплітудні складки і скиди.

У південній частині монокліналі відомий конседиментаційний Краснорецький скид. Південніше, в палеозойським поверсі між Північно-Донецьким надвигом і Краснорецьким скидом, розташований ряд куполоподібних газоносних складок: Варваринська, Сиротинська, Боровська, Муратовська, Капітанівська, Лобачевська та ін. Ці складки досить великі, різко виражені, з амплітудою підйому до 200-500 м, витягнуті

субпаралельно диз'юнктивам. Північніше Краснорецького скиду, в 10-20 км від першого ряду і паралельно йому, розташовується другий ряд слабо виражених куполовидних підняття з амплітудою до 50, рідше до 100 м: Путилинська, Кондрашевська, Ольховська та ін.

Важливу роль в будові Донецького басейну грають розривні порушення, які в більшості випадків визначають межі тектонічних районів. Розривні порушення ДСС чітко поділяються по структурній позиції на чотири генерації:

1) конседиментаційні скиди, що розвивалися протягом палеозою і перетинають палеозойські товщі; амплітуди цих порушень змінюються за стратиграфічним розрізом, затухаючи до верхніх горизонтів; потужності відкладень у висячих крилах вище, ніж у лежачих (Криворізько-Павловський, Краснорецький скиди);

2) герцинські насуви і рідше зрушення південно-західної вергентності (напрями насунення блоків); перетинають докембрійські і палеозойські породи до Пермі включно, але «заліковуються» південно-донбаським магматичним комплексом і перекриваються підшою тріасу (при його відсутності – крейдовими породами) з кутовим незгодою; мають максирисні сумарні амплітуди і визначають, в основному, структуру ДСС; згущення розташування надвигів утворює Південно-Донбаської меланжевську зону;

3) ларамійські скиди і скидо-здвиги північно-північно-західної вергентності; перетинають верхньокрейдові і все більш давні породи, перекриваючись підшою палеогену з кутовою незгодою; мають максирисні амплітуди в сотні метрів; ускладнюють герцинську структуру ДСС (Алмазний, Добропільський, Центральний, Селідовський та ін. насуви, Південний, Василівський скид, Центральний (Осьовий) глибинний розлом);

4) аттичеські насуви північно-східної вергентності, що сформували в основному північної зони дрібної складчастості (Північно-Донецький, Мар'ївська насуви; в інших районах виявлені слабо); перетинають палеогенові і неогенові породи, перекриваючись з кутовою незгодою

четвертинними відкладеннями; мають амплітуди в сотні метрів - перші кілометри.

Гідрогеологія описуваної території досить складна і різноманітна, що відображено в гідрогеологічному районуванні Донбасу. Північний гідрогеологічний район займає Старобільсько-Міллерівську монокліналь. Площа його становить близько 50 тис. км². Кордон району на півдні проходить по лінії контакту крейдових і кам'яновугільних відкладень, часто по Північно-Донецькому насуванню.

На підставі геологічного розрізу залягають кристалічні породи докембрію, занурюваних на південь до 5-7 км. Вище поширені тільки кам'яновугільні і верхньокрейдові, і кайнозойські відклади. Слідуючи загальному нахилу кристалічного ложа, кам'яновугільні відкладення утворюють пологу монокліналь (з кутами падіння пластів в середньому 2°). Решта товщі залягають горизонтально.

Підземні води зустрічаються у всіх відкладах, але найбільше практичне значення має водоносний горизонт, приурочений до крейдових відкладів і є основним джерелом питного водопостачання. Водоносні горизонти від четвертинних до крейдових відкладень включно інтенсивно дреноються річками на всій площі Північного району. У цій зоні переважають прісні води гідрокарбонатно-кальцієвого складу (у долинах річок) і гідрокарбонатно-сульфатно або сульфатно-гідрокарбонатно-кальцієво-натрієві з мінералізацією 1-3 г/л (на вододілах).

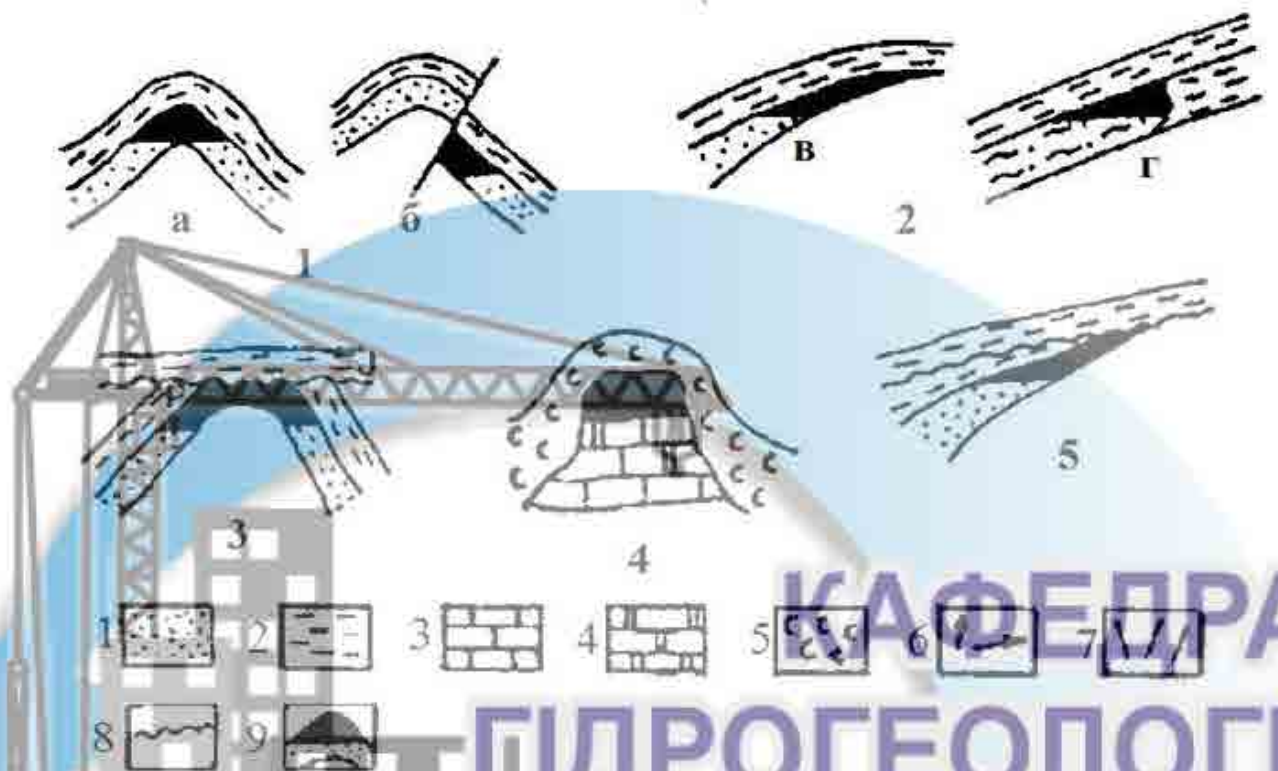
У стандартних умовах (0,1 МПа і 20 °С) вуглеводні від метану до бутану є газами. В пластових умовах пентан і вищі можуть перебувати в розчиненому стані в газах. При зниженні тиску і температури вони виділяються у вигляді рідкої фази, званої конденсатом. Вміст газу радіоактивного Походження гелію - в природній газовій суміші змінюється зазвичай від слідів до 0,2%, рідко — до 1-2%; повітряних газів - аргону, неону, ксенону, Криптону - від 0,001 до 1,0%. Водень міститься в одиничних пробах в кількості від слідів до 0,2—0,3%, рідше до перших відсотків.

Сірководень, пов'язаний переважно з процесами розкладання органіки і вуглеводнів, відзначений в ряді свердловин, пройдених в непорушеному масиві. Він є більш постійним компонентом в межах підробленої шахтами товщі. Пари ртуті виявлені в Донбасі в деяких пробах газу.

Вельми актуальним стало проведення спеціалізованих робіт для оконтурювання і оцінки цих скупчень на перспективних площах з подальшим попереднім витяганням і утилізацією вуглеводнів до початку ведення гірничих робіт. Встановлено, що в переважній більшості геолого-промислових районів української частини Донбасу (Павлоградсько-Петропавлівському, Південно-Донбаському, Красноармійському, Лисичанському, Старобільському, Марівському та ін) присутні значні природні скупчення вільних вуглеводневих газів. Найкращими колекторами, що зберігають свої ємнісні властивості аж до ступеня катагенеза, що відповідає марці Ж, виявилися алювіальні пісковики фацій барів, пересип, русел та підводних виносів річок. Крім того, в умовах підвищеного метаморфізму вугленосних товщ (групи 5К-7Т) ряду вуглепромислових районів (Донецько-Макіївської, Центрального, Краснодонського та ін), крім порових колекторів, можливо широкі розвиток колекторів змішаного типу (тріщинно-порових, порово-тріщинних).

Літологічні пастки набули широкого поширення в умовах монокліналей, а також на крилах плікативних структур в регіонах розвитку великої складчастості. Вони можуть бути пов'язані зміною потужності, виклинуванням або фаціальним заміщенням пластів-колекторів.

У ряді вугленосних районів (Південний Донбас та ін), що характеризуються проявами магматизму, можливо розвиток пасток за рахунок екранування проникних горизонтів колекторів еффузивними покривами та інтрузивними тілами (дайки, силли, пластові інтрузії тощо), а також приконтakтно зміненими (за рахунок гідротермальної опрацювання) породами.



КАФЕДРА ГІДРОГЕОЛОГІЇ ТА ІНЖЕНЕРНОЇ ГЕОЛОГІЇ

Рис. 1.3 Основні типи пасток природного газу: 1 – структурні: а – зведенні, б – тектонічно-екрановані; 2 – літологічні: у – з виклинуванням колектора, г – з заміщенням колектора непроникними шарами; 3 – стратиграфічна, 4 – рифогенна, 5 – літолого-стратиграфічна

В цілому ж прояв окремих самостійних типів пасток у вугленосних формаціях Донецького басейну досить рідко, найчастіше ми маємо справу з комбінованими пастками, утворення яких обумовлене дією різних, але однотипних по степені геологічних чинників при домінуванні (або підпорядкованому значенні) окремих з них: структурно-тектонічні, літолого-структурні, літолого-тектонічні, літолого-гідродинамічні, літолого-структурно-тектонічні і т. д.

2. ОЦІНКА РЕСУРСІВ НЕТРАДИЦІОННОГО ГАЗУ В ГІРНИЧОПРОМИСЛОВИХ РАЙОНАХ

За результатом оцінки ресурсів газу, проведеним в 1989 р. при виконанні завдання "Оцінити ресурс вуглеводневого газу вугільних родовищ Донбасу", прогнозний ресурс вуглеводневого газу у вільних скупченнях вугленосних відкладень української частини Донбасу складає близько 150 млрд. м³.

Геолого-розвідувальні і дегазаційні роботи, проведені в регіоні, показали, що в умовах літологічних і гідродинамічних пасток великих монокліналей прогнозовані ресурси вуглеводнів складають перші сотні млрд. м³, але на цьому етапі технічного розвитку відносяться до важко вилучаємих. Розташовуються вони в широкому інтервалі глибин - від 220 до 1800 м і мають тиски пластів на рівні гідростатичних. Замірні дебіти по свердловинам, що розкрили ці поклади, змінюються від 0,5 до 50 тис. м³/доб.

Вуглеводневі гази цих покладів можуть бути вилучені і використані після застосування методів інтенсифікації газодобування у свердловині або в ході підробки шахтами. Крім того ресурси вільних ВВГ глибоких горизонтів околиць басейну можуть істотно перевищувати вказані вище цифри, але їх оцінка ще має відбутися.

Інтенсивна експлуатація вугільних родовищ, супроводжуюча розвантаженням гірського масиву і утворенням техногенної тріщинуватості, призводить до формування техногенних покладів на відпрацьованих шахтних полях. Оцінка їх запасів ще має відбутися.

Різні умови знаходження вуглеводневих газів - у вугільних пластах і вуглистих породах в сорбованому стані, в пористих або тріщинуватих породах у вільному стані (у розсіяному вигляді або в скупченнях), в породах, що обводнюють, у вигляді водорозчинених газів - зумовлюють різний підхід до оцінки їх ресурсів. Визначення прогнозних ресурсів газів як у вугільних пластах, так і вільних газів в скупченнях здійснювалося в межах глибин

оцінки прогнозних ресурсів і підрахунку запасів вугілля, тобто до глибини 1800 м.

Основні роботи за оцінкою ресурсів газу були проведені до 1989 р. при виконанні програми "Оцінити ресурси вуглеводневих газів у вугільних басейнах". В промислово-економічному відношенні Донецька і Луганська області є як основними регіонами видобутку високоякісного вугілля, так і регіонами, надра яких багаті природним газом. Перспективним в освоєнні газів є також Павлоградско-Петропавловський район Дніпропетровської області. У таблиці 2.1 приведені об'єми і щільність ресурсів вуглеводневих газів у вуглепромислових районах Донбасу.

При оцінці ресурсів вільних газів в якості розрахункових ділянок бралися геолого-промислові (вугленосні) райони, всередині яких виділялися еталонні ділянки, за геологічною будовою типові для району.

До перспективної території віднесені 12 геолого-промислових районів площею 16 тис. км², розташованих в Донецькій області - Південно-західний і Західний Донбас, прилеглі до Кальмиус - Торецької улоговини, і в Луганській області - Північно-західний Донбас, що примикає до Бахмутської улоговини. Виділені райони геологічно приурочені до великих структурних одиниць або груп дрібних структур і характеризуються тим, що вугілля та вміщуючі породи знаходяться на ранніх і середніх стадіях катагенезу (рис. 2.1).

Початкові потенційні об'єми вільних скупчень газу, підраховані об'ємно-генетичним методом, складають 250 млрд. м³. Прогнозні (Д) і перспективні (С₃) ресурси спільно з оціненими запасами (С₂) локальних скупчень, підрахованих об'ємним методом.

Прогнозні ресурси вільного газу у кількості 150 млрд. м³ пов'язані з потужними регіональними піщаниками нафтогазоносних комплексів середнього (90 % від сумарних запасів) і нижнього (10 %) карбону. По глибинах залягання запаси розподілені наступним чином: в інтервалах до 700 м - 22%, в інтервалі 700-1200 м - 52% і в інтервалі 1200-1800 м - 26% від сумарних.

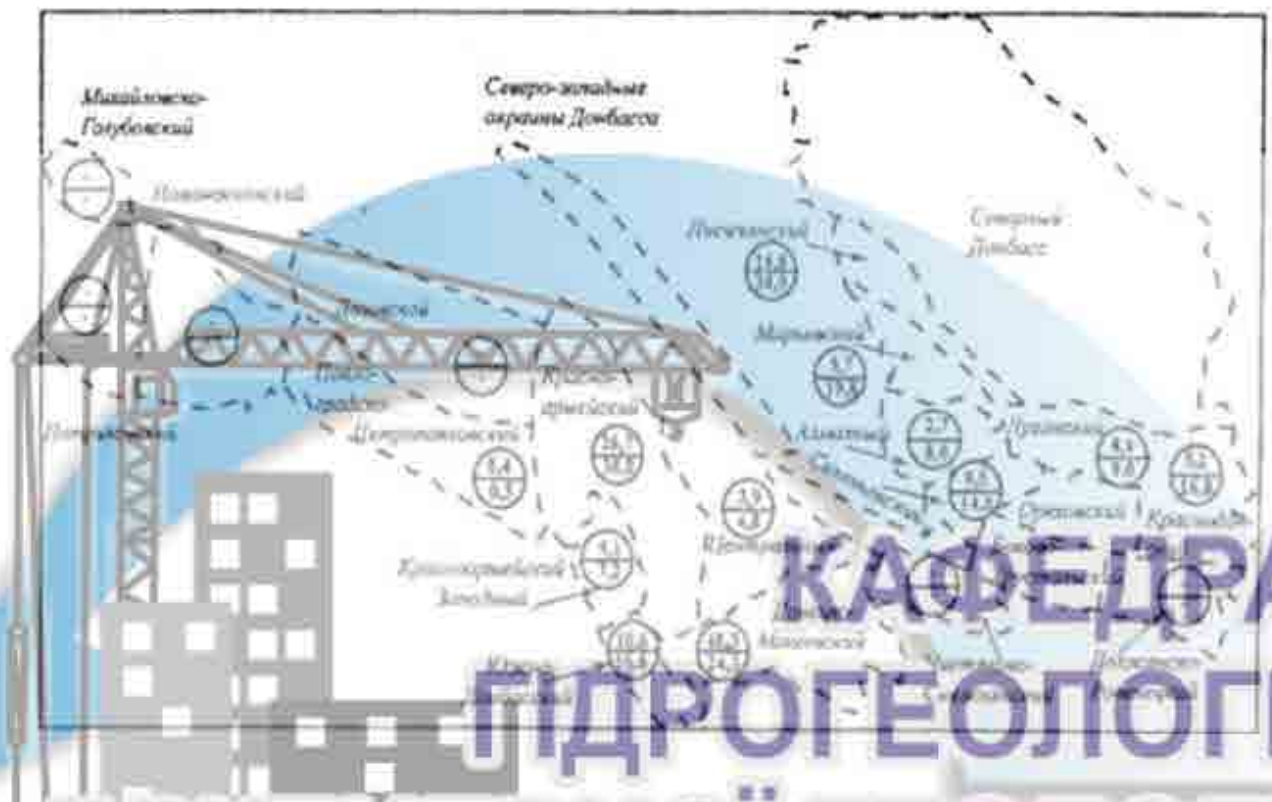


Рис. 2.1. Ресурси вуглеводневих газів в геолого-промислових районах Донбасу

У Південно-Західному і Північно-Західному Донбасі виділяється близько 20 перспективних ділянок і площ, газонасність порід яких підтверджується даними випробувачів пластів, інтенсивними газодинамічними процесами і газонасністю вугілля у свердловинах і шахтах. Структурні особливості пасток картуються за даними розвідувальних свердловин на вугілля, пробурених по щільній сітці.

Поклади багатопластові (від 2 до 8 продуктивних горизонтів), структурні зведені, тектонічно і літологічно обмежені, гідродинамічні. Площі газонасності змінюються від 3 до 30 км², ефективні потужності від 3 до 40 м, відкрита пористість від 6 до 16%. Тиски пластів, за даними випробувань на трубах і одиничних гідродинамічних досліджень на режими, дещо нижче або рівні гідростатичним. Середня газонасиченість порід 0,5 м³/т.

Таблиця 2.1 – Об'єми і щільності ресурсів вуглеводневих газів в геолого-промислових районах Донбасу

Геолого-промисловий район	УПР у вугільних пластах		ВВГ вільних скупчень в породах	
	Ресурс, млрд. м ³	Щільності, млн. м ³ /км ²	Ресурс, млрд. м ³	Щільності, млн. м ³ /км ²
Західний Донбас				
Дніпропетровська область				
Павлоградско-Петропавлівський	31	12	0,4	0,6
Південно-Західний Донбас				
Донецька область				
Червоноармійський	120	171	26,7	38,0
Червоноармійський Західний	67	96	5,1	7,2
Південно-Донбаський	35	53	10,6	16,6
Донецько-Макіївський	172	54	48,3	24,1
Центральний	72	133	2,9	4,8
Торезьсько-Сніжнянський	142	172	-	-
Північно-Західний Донбас				
Луганська область				
Мар'ївський	48	84	5,7	19,8
Алмазний	70	92	2,7	8,0
Луганський	40	43	13,5	14,6
Селезнівський	103	152	1,5	2,2
Лисичанський	42	142	23,5	48,0
Червонодонський	66,5	55	9,2	29,7
Горіховський	9	8	-	-
Баково-Хрустальний	61	40	-	-
	1078,5		150,1	11,4

Раніше по північній зоні дрібної складчастості, виконували оцінку перспектив на підставі комплексного дослідження даних по колекторах, газоносності розрізу, катагенезу вугленосної товщі, складу флюїдів і газоносності вугілля, яка склала величину близько 60 млрд. м³ газу (тільки до глибини 1800 м). Таким чином, тільки по північно-західній частині Донбасу прогнозні запаси перевищують 200 млрд. м³. По Південно-Західному

Донбасу також зроблений попередній підрахунок запасів газу, в цілому запаси газу по категорії С₃ складають близько 200 млрд. м³.

Потенційними об'єктами для видобутку газу в Донбасі являються:

1. Природні скупчення вільного газу, що утворюють поклади, приурочені до структурних і комбінованих пасток на резервних і розвіданих ділянках шахтних полів.

2. Природні скупчення вільного газу, що утворюють поклади в породах нижньої частини вугленосного розрізу (глибше 1800 м) в покладах аналогічних, а також піднадвигових структур.

3. Вільні скупчення газів в породах занурених ділянок вугільних родовищ, розташованих у бортових (і центральних) частинах Бахмутської і Кальміус-Торецької котловин.

4. Скупчення Рисорухомих газів всередині вугленосної товщі.

5. Техногенні скупчення газу в зонах розробки вугленосної товщі.

6. Гази підземної дегазації і вивітрювання.

Розглянемо детальніше виділені об'єкти.

1. Природні скупчення вільного газу в породах-колекторах. У зонах розвитку порових колекторів в Донбасі усередині вугленосної товщі виявлений цілий ряд невеликих родовищ природного газу. Ці поклади оконтурюють як південно-західну, так і північну, північно-західну околиці басейну, знаходячись в пастках різного типу. Характерними для них є: багатопверховість (2-3 і більше газоносних поверхи), висока якість газу, тиски пластів, близькі до гідростатичних, наявність газоводяного контакту. Запаси газу у виявлених покладах коливаються від десятків млн. м³ (Лаврентьєвська структура на полі шахти Південно-Донбасівська 12/1) до декількох млрд. м³. Джерела газу такого ж типу є традиційними, влаштовуються як звичайні газові родовища і служать для централізованого газопостачання. Як показали події останніх десяти років, прориви газу із скупчень подібного типу у виробках привели до ряду великих аварій.

Так, високу перспективу промислової газоносності має Лисичанський, Марьівський, Луганський і Краснодонський геолого-промислові райони, розташовані в північній зоні дрібної складчастості.

Тут вуглеводневі гази знаходяться у брахіантиклінальних тектонічно або літологічно екранованих, флексурних та ін. покладах, пов'язаних переважно з висячими крилами регіональних надвигів. Поклади розташовані на розвіданих або резервних ділянках шахтних полів, не зачеплених гірськими роботами. Продуктивні горизонти середнього (переважно башкирський ярус) і, у меншій мірі, нижнього карбону, залягають на глибинах до 2-2,5 км. Середні запаси на структуру складають близько 1 млрд м³.

По цій категорії структур в першу чергу для переведення в промислові запаси з метою газопостачання області проводяться роботи на Сентянівській площі, а також рекомендуються:

- 1) Першотравнева структура з об'ємом буріння 16 тис. пог. м; глибиною 1500 м; прогнозні запаси 2 млрд. м³
- 2) Новосветланівські структури з об'ємом буріння 23 тис. пог. м; глибиною до 1500 м; прогнозні запаси 3 млрд. м³.
- 3) Менчикурівська структура з об'ємом буріння 10 тис. пог. м; глибиною 1500 м; прогнозні запаси 1,5 млрд. м³.

2. Вуглеводневі гази структурних, структурно-тектонічних і інших покладів, пов'язаних з піднадвиговими частинами розрізу, в лежачих частинах регіональних надвигов. Поклади також розташовуються на ділянках, не зачеплених гірськими роботами. Продуктивні горизонти середнього і нижнього карбону залягають на глибинах 2,5-3,0 км.

Тут можна рекомендувати в першу чергу для вирішення програми забезпечення області газом розвідку наступних структур :

- 1) Петровеньківська структура з об'ємом буріння 13-15 тис. пог. м; близько 4-5 свердловин на запаси 2-3 млрд. м³ газу.

2) Гірська нижня структура з об'ємом буріння 12-15 тис. пог. м; близько 4-5 свердловин на запаси 1,5-2 млрд. м³ газу.

3. *Вільні скупчення газів в породах* занурених ділянок вугільних родовищ, розташованих у бортових (і центральних) частинах Бахмутської і Кальміус-Торецької котловин.

Рекомендується постановка пошуково-розвідувальних робіт на газ наступних ділянок:

а) власне Калініво-Александрівська синкліналь. Що проектувалась для постановки пошуково-розвідувальних робіт площа 405 км²; прогнозно-продуктивні горизонти - аналоги промислової залежі нижньої перми Шебелинського газоконденсатного родовища ДДЗ; горизонти від А - 1 до А - 8 включно. Глибини проектного буріння 3200-4200 м. МініРисьний об'єм запасів по категорії З, - близько 65 млрд. м³; по категорії Д- 200 млрд. м³.

б) Червоноармійська монокліналь - південно-західне крило Кальміус-Торецької котловини з поодинокими брахіскладками у відкладах карбону.

Проектована для постановки пошуково-розвідувальних робіт площа 270 км². Основні прогнозно-продуктивні горизонти - аналоги промислових покладів світ московського і башкирського ярусів середнього карбону (горизонти від М- 1 до М- 7 і від Б- 1 до Б- 9) південної прибортової частини ДДЗ і розвіданих на вугілля ділянок (Добропольський Капітальний, Гапеевський та ін.). Глибини проектного буріння 1000-3000 м.

в) Південно-східне замикання Кальміус-Торецької котловини. Проектована для постановки пошуково-розвідувальних робіт площа 261 км². Основні прогнозно-продуктивні горизонти - аналоги промислових покладів світ С₃²-С₃¹ верхнього карбону, а також світ С₂⁷, С₂⁶, С₂⁵ московського ярусу середнього карбону газоконденсатних родовищ південно-східної частини ДДЗ і розвіданих на вугілля ділянок Донецько-Макіївського вуглепромислового району (горизонти від К- 1 до К- 6 і від М- 1 до М- 7). Глибини проектного буріння 2000-3200 м.

г) Північно-східний борт Кальміус-Торецької котловини - Дружківсько-Константинівська антиклиналь. Проектовані прогнозно-продуктивні горизонти C_3^1 - C_2^5 . Глибини буріння до 1500 м.

д) В межах Бахмутської котловини великий інтерес представляє Краматорсько-Часовоярська синкліналь, перекрита потужним покривом хемогених відкладень. Прогнозний продуктивний горизонт нижньоопермський-верхньокарбонівський (P₁-C₃³). Передбачувані запаси газу більше 100 млрд. м³. Глибини буріння - 5000-5500 м.

4. Скупчення рухомих газів всередині вугленосної товщі

В Донбасі, як і в інших вугільних басейнах світу, чітко відображена природна газова зональність. Тут нижче зони газового вивітрювання розташована перехідна газоводонасичена зона, замінююча глибинною зоною поширення вуглеводневих газів. Межі цих зон по площі і глибині в регіоні добре вивчені. Зараз у басейні середня глибина видобутку вугілля перевищує 700 м, і більшість шахт ведуть роботи в перехідній і газовій зонах.

У перехідній газоводонасиченій зоні вугільні пласти газонасичені і не містять води, а в породах-колекторах присутня як вода, так і газ у вільному і водорозчиненому стані. У зоні розвитку вуглеводневих газів води пластів відсутні. Волога тут утримується в газі в пароподібному стані і у вигляді невеликих ізольованих скупчень в породах. Це зона широкого поширення рухомих вуглеводневих газів. Характерними для неї є:

- знижені, в порівнянні з гідростатичними, тиски;
- низькі колекторні властивості порід і відповідно Рісі дебіті газу навіть при розкритті свердловиною великих газонасичених інтервалів.

У цій зоні дебіті свердловин складають не більше 1-2 тис. м³ газу в добу при швидкому загасанні припливу в часі. Рухомі гази вугільних пластів (потужністю в середньому до 1-1,5 м) і вміщуючих їх порід пов'язані з ділянками діючих шахт, розташованими в структурних, частіше моноклінальних, умовах. Загальні прогнозні запаси сорбованих газів досягають 1,1 трлн. м³ (підраховані до глибини 1800 м, таблиці. 2.1).

Видобуток газів представляє значні труднощі. У США розробка вуглегазонасних пластів робиться при бурінні значного числа свердловин з використанням методів інтенсифікації, а також гойдалок або вакуумних насосів з подальшим компримуванням газу для транспорту до споживача. Вартість видобутку, за даними експерта Хоббса "Амосо" (1992), на площі 140 км² з бурінням 260 свердловин на глибину 1000-1100 м і подальшим облаштуванням складає 91 млн. доларів при видобутку в добу близько 0,8 - 1,0 млн. м³ газу. Розробка такого поля розрахована на 25-30 років. В умовах Донбасу застосування вказаної методики недоцільне через Рісі потужності вугільних пластів. Проте при безпосередньому видобутку вугілля використання шахтного газу за допомогою дегазаційних свердловин, пробурених з поверхні безпосередньо перед проходкою гірських виробок, що передбачено проектами розробки вугільних пластів, а також із вже відпрацьованого простору, може внести істотний вклад в структуру місцевого енергозабезпечення, не кажучи вже про вирішення питань безпеки підземної праці і екології довкілля.

5. Техногенні скупчення газу в зонах розробки вугленосної товщі. Широке поширення цього типу покладів, які утворилися за рахунок перерозподілу рухомого газу вугленосної товщі при її розробці шахтами, можна визнавати доведеним. Значні ресурси (до 2-3 млрд. м³ газу в окремих покладах), високі фільтраційні характеристики сформованого в результаті обвалення порід колектора, глибини залягання і велика потужність поверху газоносності роблять скупчення цього типу дуже перспективними для промислової експлуатації шляхом буріння дегазаційних свердловин з поверхні. Дебіт газу окремих свердловин, що розкрили подібні скупчення, досягає 20-30 тис. м³/доб. Тривалість експлуатації таких свердловин може тривати декілька років з поступовим зниженням дебіту у кінці розробки до 3-5 тис. м³/доб.

Практично на усіх діючих висококатегорійних шахтах і розвіданих вугільних полях, що примикають до них, в Червоноармійському, Донецько-

Макіївському, Мар'ївському, Луганському і Краснодоні районі доцільно організувати видобуток газу з техногенних скупчень.

Пробурені з поверхні дегазаційні свердловини до підходу лави і в подальшому надають істотну допомогу в покращенні газового режиму шахти. Окрім цього, такі свердловини мають кращі показники як газодобувні завдяки значному продуктивному періоду роботи і ряду інших властивостей.

Останніми роками намітилася тенденція збільшення об'ємів буріння з поверхні. Стримуючими чинниками є:

- відсутність у підрядних бурових компаній високовиробничого бурового устаткування, через що свердловини глибиною 1000-1200 метрів нині буряться 4-6 місяців;

- відсутність технологій правильного розкриття, освоєння і інтенсифікації газонасиченого розрізу;

- відсутність мобільних технічних засобів утилізації вилученого газу, через що сотні вже пробурених свердловин викидають газ в атмосферу;

- недостатня чіткість правової бази в області витягання вугільного газу, що підвищує ризик інвестицій.

6. Гази підземної дегазації і вивітрювання. Постійним чинником вугленосних товщ Донбасу, являється газоносність вугілля від 5 до 45 м³/тон (в окремих випадках до 150 м³/т) і вміщуючих порід (0,3-4 м³/м³ породи і більше), з чим пов'язані регіональний розвиток інтенсивних газопроявів, висока газоносність шахт, суфляри, викиди і аварії в гірських виробках. Середній вміст газу по Донбасу складає 10-20 м³/тон вугілля. Виходячи з газопроявів вугілля і вміщуючих порід робиться розрахунок об'ємів повітря, необхідного для вентиляції шахт. Проте слід зазначити, що в районі Краснодону на ряду шахт зміст метану в тонні вугілля складає 150-160 м³. У Донбасі існує постійна проблема виділення метану у вугільних шахтах.

Так, при видобутку газу ведеться підземна дегазація гірських виробок шляхом буріння свердловин дегазацій і витягання газу на поверхню. Склад газу, що добувається, внаслідок технологічних особливостей розбавлений

повітрям. Зміст метану змінюється в межах 15-65 %. Для освоєння цього газу промисловими газогенераторними установками необхідно застосувати нові технологічні рішення. У перерахунку на чистий метан щодобовий дебіт по шахтах складає від 7200 м³ до 36000 м³ газу. В середньому - 20000 м³/доб. В цілому при видобутку вугілля на усіх високобагатих на газ шахтах в добу витягається 860000 м³ газу. Вирішення технічного питання використання газу зі змінним змістом метану газогенераторами дозволить утилізувати увесь газ.

Слід зазначити, що аналогічний об'єм газу (860000-1000000 млн. м³ в перерахунку на чистий метан) видаляється з шахт шляхом вивітрювання. У вентиляційному потоці зміст метану не перевищує 1,5%. Відсоток утилізації газу підземної дегазації, за найсприятливішими оцінками, в регіоні не перевищує 35%. Відсоток використання газу, що добувається засобами поверхневої дегазації, ще нижчий, оскільки свердловини дегазації по своєму конструктивному виконанню найчастіше не дозволяють підключати їх до споживача - вони не зацементовані. Для розробки ефективних технологічних рішень, що дозволяють поєднувати переваги свердловин дегазації і газодобувних, на ряду полів шахт потрібне створення полігонів. Рішення цієї задачі є найбільш важливим нині і дозволить різко збільшити об'єм утилізації газу на шахтних полях. Спільні із службами двох шахт спостереження показали, що при зупинці роботи поверхневих свердловин через короткий час об'єм газу, рівний їх продуктивності, починає поступати в шахтну атмосферу, викидається вентилятором на поверхню, забруднюючи довкілля.

Таким чином, наведені приклади форм знаходження метану в розрізі газовугленосних товщ Донбасу можуть служити основою для створення галузі видобутку природного газу у вугільному басейні. Висока міра промислового розвитку цього регіону сприяє підвищенню ефективності використання природного газу і швидкої окупності вкладених витрат.

3. АНАЛІЗ СУЧАСНИХ СПОСОБІВ АКТИВІЗАЦІЇ ДЕБІТУ СВЕРДЛОВИН В СЛАБОПРОНИКНИХ ПОРОДАХ

Гідравлічний розрив пласта (ГРП) – один з методів інтенсифікації роботи нафтових і газових свердловин і збільшення пропускної здібності нагнітальних свердловин. Метод полягає в створенні тріщини в цільовому пласті для забезпечення припливу флюїду (газ, вода, конденсат, нафта або їх суміш), що добувається, до забою свердловини. Після проведення ГРП дебіт свердловини, як правило, різко зростає. Метод дозволяє "оживити" свердловини, що простоюють, на яких видобуток нафти або газу традиційними способами вже неможливий або рентабельний. Крім того, нині метод застосовується для розробки нових нафтових пластів, витягання нафти з яких традиційними способами не рентабельно зважаючи на низькі отримувані дебїти. Також застосовується для видобутку сланцевого газу і газу ущільнених піщаників.

Гідравлічний розрив пласта є ефективним методом підвищення продуктивності свердловин. Цей метод особливо актуальний при розробці родовищ з важковилучними запасами нафти, наприклад, таких як слабопроникні колектори. Гідророзрив пласта також активно застосовується для підвищення продуктивності свердловин в середньо і високопроникних породах.

З фізичної точки зору, гідравлічний розрив пласта є механічним методом впливу на продуктивний пласт. Тріщина гідророзриву створюється в пласті під дією рідини, яку закачують у свердловину під великим тиском (рис 3.1). Щоб після зняття надмірного тиску тріщина ГРП не зімкнулася назад, її заповнюють твердим гранулярним матеріалом (пропантом). Частки пропанта додаються в рідину розриву і переносяться у вигляді суспензії по створеній тріщині. Зрештою тріщина гідророзриву є вузьким шаром високопроникного матеріалу, що перетинає продуктивний пласт, і служить

каналом, по якому флюїд пласта поступає у свердловину. Таким чином, розширюється область пласта, дренована свердловиною.

При моделюванні гідророзриву виділяють наступні завдання: формування тріщини, в т.ч. механічна деформація породи під дією тиску рідини і напруги в пласті, течія рідини і поширення тріщини; перенесення пропанта, тобто течія суспензії в тріщині; закриття тріщини, тобто формування її остаточної геометрії під дією стискувальної напруги в пласті; очищення створеної тріщини від залишкової рідини розриву, тобто витіснення рідини розриву флюїдом пласта;

Важливим елементом моделювання гідравлічного розриву пласта є опис процесів перенесення пропанта і очищення тріщини від залишкової рідини розриву. Незважаючи на різну фізичну природу, ці два процеси мають ряд загальних рис і описуються схожими математичними моделями. У обох випадках відбувається течія двофазної системи всередині вузької тріщини за наявності обміну однієї з фаз через бічні поверхні тріщини з пластом.

Іншими словами, складна двовимірна система "вкладена" в порівняно просту тривимірну систему. Опис подібних систем стандартними сітковими методами дуже трудомісткий і тому неефективний.

При проведенні гідророзриву пласта необхідно підготувати, а потім безперервно підігрівати і перемішувати декілька сотень кубометрів технологічної рідини (вода, розчини і гелі на водній основі). Головне призначення ГРП-рідини передача з поверхні у свердловину енергії, необхідної для розкриття тріщини, а так само транспортування пропанту або кислоти уздовж усієї тріщини. Для такого підігрівання і перемішування технологічної рідини (ГРП-рідина або рідина розриву) використовується паропромислова установка (ППУ) або агрегат нагріву рідини. Особливо актуальний цей агрегат в зимових умовах, коли необхідно нагрівати велику кількість води в короткий час.

ГИДРОРАЗРЫВ

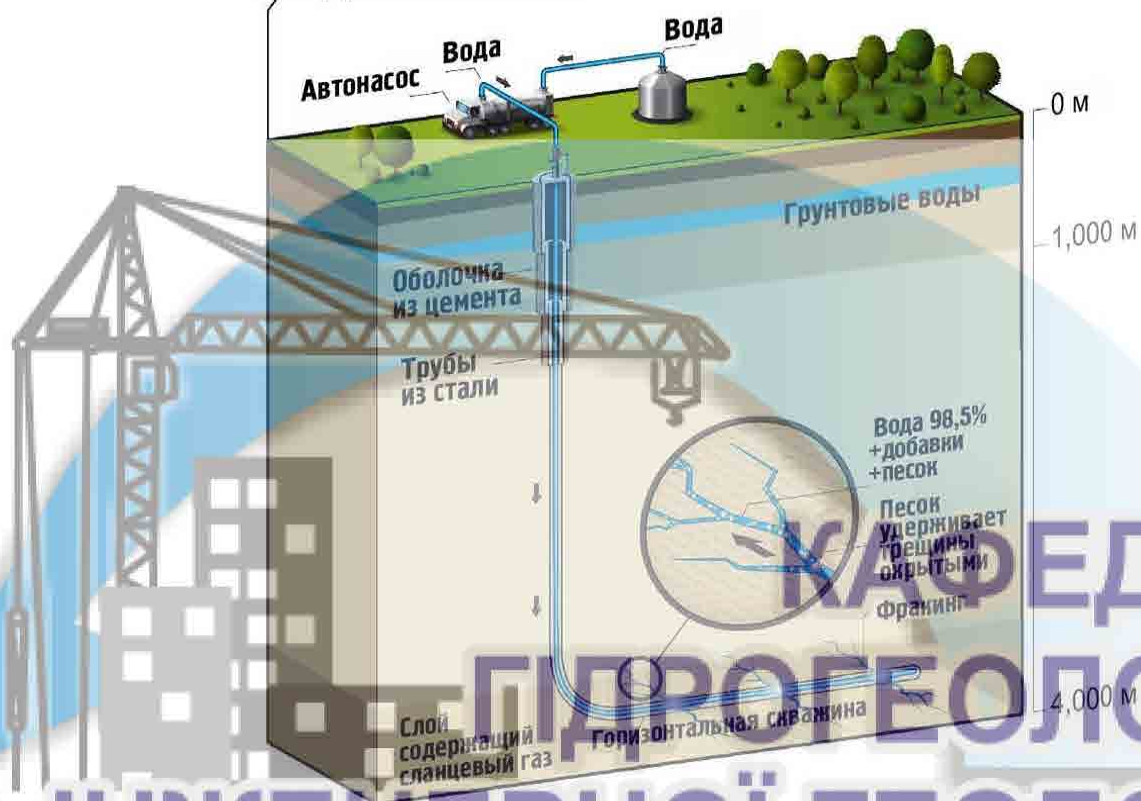


Рис. 3.1 Схема гидрофрэнкн пласта

Установка промислова паропа пересувна. Це та ж ППУ, але на шаці. Замість пропанту через створені розривом тріщини можна лити в свердловину кислоту, зазвичай соляну або плавикову. Кислота роз'їдає стінки замкннх порожнин, так само збільшуючи таким чином проникність і дренавання породи. Для цього служать агрегат кислотної обробки свердловин. Ці установки служать для перевезень інгібіруванної соляної кислоти і нагнітання в нафтові свердловини рідин при обробці соляною кислотою привибійної зони конкретних нафтових об'єктів.

Застосовуються так само біополімерні добавки, які знижують в'язкість при збільшенні інтенсивності перемішування і збільшують стійкість суспензії осаду (піску) в статичних умовах (щоб пісок не випадав в осад і не забивав би таким чином шляхи виходу газу).

Рідина розриву містить так само антифільтраційні агенти і агенти зниження тертя (тобто речовини, що збільшують проникність пласта). А також такі рідини служать для очищення стовбура від осаду. Іноді застосовують спінену рідину розриву, зазвичай при низькому забійному тиску або там, де неможливо отримати достатню швидкість потоку газу.

До речі, гідророзрив пласта носить багатоступінчастий характер. Тому що кожен гідророзрив сфокусований на певний інтервал, виділений за геолого-геофізичними даними і ізолюваний від сусідніх інтервалів пакерами. До того ж проведення кожного гідророзриву відстежується за сейсмічними даними в режимі реального часу (мікросейсміка), що дозволяє скорегувати параметри гідророзриву для кожної зони.

Тому вся економіка видобутку, як «звичайного» так і сланцевого газу будується навколо постійного буріння і підтримання експлуатаційних характеристик вже пробурених свердловин (перетворення мочалок в піщинки). Потреба в постійному бурінні вирішується так само шляхом буріння більшого числа свердловин на одиницю площі, що фактично є еквівалентом буріння горизонтальних стовбурів.

Ще нюанс, технологія «ГРП + бічні стовбури» різко скорочує потребу в спорудженні промислових газопроводів. Тому дозволяє вести видобуток газу в густонаселених районах, оскільки на поверхні інфраструктура мінімальна, при тому, що самі розробки ведуться на дуже великій території

Кластерна технологія ГРП використовується на нафтових родовищах і відрізняється від традиційної методики проведення гідророзриву тим, як ведеться подача керамічного пропанту в пласт (рис 3.2). Зазвичай він подається безперервно протягом всієї операції ГРП і повністю заповнює утворену від ГРП тріщину. При виконанні операції по кластерній технології пропант подається в свердловину по черзі зі спеціальним синтетичним волокном, здатним утворювати канали всередині тріщини. Таким чином кластерна технологія на 40-50 % скорочує кількість пропанту, необхідного для операції ГРП. У свою чергу, випробуваний на родовищах метод заміни

пропанту кварцовим піском (вартість якого в 2-3 рази нижче) показує ще більш високу виробничу і економічну ефективність.



Рис 3.2 Кластерна технологія проведення ГРП

Гідравлічний розрив пласта (ГРП) є одним із способів створення фільтраційних каналів в гірському масиві для руху робочих і продуктивних флюїдів, який широко використовується в газовій і нафтовій промисловості для підвищення дебіту свердловин. Гідророзрив – це крихке руйнування порід з розширенням природних і утворенням нових тріщин в результаті розтягуючих або зсувних деформацій масиву під впливом тиску робочої рідини, прикладеного до її оголення - стінці свердловини, а далі до берега зростаючої тріщини, причому надлишковий обсяг рідини служить гідравлічним клином.

Технологічний процес тягне за собою нагнітання флюїдів в підземний пласт під тиском, досить високим для того, щоб викликати розрив цього пласта. З метою утримання тріщин гідророзриву після припинення закачування від змикання разом з рідиною закачується твердий матеріал, так званий «пропант» або «розклинюючих агентів». Вони утримують в розкритому стані, або «розклинюють» ці новостворені тріщини після зняття тиску нагнітання, використовуваного для створення тріщини.

Тріщина, заповнена пропантом, створює вузький, але з досить високою провідністю, канал для потоку у напрямку до свердловини. Цей шлях потоку має дуже високу проникність, найчастіше на п'ять-шість порядків вище, ніж проникність пласта. Найчастіше цей канал вузький в одному горизонтальному напрямку, але має вельми велику довжину в іншому горизонтальному напрямку і може перекривати значну висоту. Майже у всіх випадках переважна частина видобутої продукції надходить в свердловину через цю тріщину; таким чином, початкове пошкодження привибійної зони пласта буває «будено», і скін-ефект до обробки не впливає на роботу свердловини після ГРП.

Робота свердловини після ГРП може бути описана безліччю способів. Один із зазвичай застосовуваних способів - прогноз видобутку нафти, газу і навіть води в функції часу, що пройшов після гідророзриву.

Однак на видобуток після обробки впливає безліч рішень, не критичних для ГРП. Наприклад, тиск видобутку може бути чи не бути таким же, як тиск до ГРП, і воно може підтримуватися або не підтримувати постійним у часі. Навіть якщо, чисто заради оцінки, спробувати встановити всі експлуатаційні параметри одними і тими ж як до, так і після ГРП, порівняння в часі все одно буде ускладнено через те, що вироблення пласта після гідророзриву йде більш високими темпами.

Безліч чинників визначають умови появи і розвитку тріщин гідророзриву. Найважливіші з них - інтенсивність і напрямок діючих в породному масиві стискаючих напруг. При гідророзриві тріщинуватих порід

зі слабким зчепленням між структурними блоками тензор напружень цілком визначає необхідний тиск робочої рідини і тріщини гідророзриву розвиваються в площині, перпендикулярної до дії мінімальних стискаючих напруг. Необхідно також враховувати і опір порід розриву. Колекторські властивості гірських порід, перш за все їх проникність, яка визначає величину робочої рідини, її необхідна витрата і тривалість роботи насосних агрегатів.

Довжина тріщини і провідність тріщини - це дві основні змінні, які контролюють індекс продуктивності тріщини, підданої гідророзриву. В даному випадку в низькопроникних колекторах провідність тріщини велика де-факто, навіть якщо створена вузька тріщина і потрібна велика довжина цієї тріщини.

Є цілий ряд другорядних проблем, що ускладнюють картину - перехідний режим потоку на ранні часи, вплив кордонів пласта, ефекти течії з відхиленням від закону Дарсі, а також вдавнення пропанту. Проте, ці ефекти можна коректно врахувати.

Цілком можливо, що при певних поєднаннях умов практичний оптимум може відрізнятись від фізичного оптимуму. У деяких випадках геометрії тріщини, яку підказує теорія, буде важко домогтись через фізичні обмеження, що накладаються або наявним обладнанням, граничними характеристиками матеріалів, використовуваних при гідророзриві, або ж механічними властивостями порід, в яких проводиться гідророзрив. Однак, націлитися на максимальне збільшення продуктивності або прийомистості свердловини - це дуже доцільний перший крок в проектуванні ГРП.

4. РОЗРАХУНОК ЗБІЛЬШЕННЯ ПРОНИКНОСТІ І ГАЗОВІДДАЧУ КОЛЕКТОРІВ

Геологічні оцінки запасів газу слабопроникних колекторів в світі і Україні часто набагато перевищують обсяги традиційних запасів. Так, згідно даних управління енергетичної інформації (EIA), Україна займає третє місце в Європі і тринадцяте - у світі за ресурсами цього виду палива, величина яких досягає 8 трлн куб. м, у той час як запаси традиційного газу в трьох нафтогазоносних регіонах країни (західному, східному і південному) складають не більше 1 трлн. куб. м [11]. Проте, підвищений інтерес до нетрадиційного газу як потенційного джерела енергетичної незалежності виник тільки в останні час. Багато цьому посприяв прогрес його освоєння американської компанії Chesapeake Energy, завдяки якому США з 1990 по 2010 рр. збільшили кількість нетрадиційного газу в загальному видобутку з 10 до 40 %, що знизило імпорт зрідженого природного газу на 2,6% [21].

Разом з тим, розробка нетрадиційних родовищ газу в Україні за американською технологією пов'язана з певними труднощами і негативними наслідками для довкілля. Для проведення гідророзриву гірських порід використовується дороге бурове обладнання для вертикально-горизонтального буріння. Створення надвисокого тиску при гідророзриві неглибоко залягаючих колекторів може призвести до пошкодження свердловин і фундаментів поблизу розташованих будівель, а для підтримки заданої пористості пласта після гідророзриву застосовуються різні хімікати, солі органічних кислот, відходи нафтопереробки, дизельне паливо та інші речовини, що забруднюють атмосферу і підземні води, які використовуються для водопостачання.

Ефективна розробка нетрадиційних ресурсів газу в Україні може бути здійснена шляхом обґрунтування комплексної технологічної інфраструктури вилучення газу зі щільних порід із застосуванням сучасних технологій активізації газовиділення та адаптації цих технологій до вітчизняного обладнання. У зв'язку з цим, метою даної роботи є оцінка фільтраційних

властивостей і газовіддачі щільних колекторів Новомосковського кам'яновугільного родовища в результаті проведення гідророзриву пласта, заснованого на наявному досвіді проривів низькопроникненої вуглевмісної товщі на шахтних полях Західного Донбасу.

У геоморфологічному відношенні Новомосковське кам'яновугільне родовище розташоване на водороздільному плато правобережної частини р. Самари і лівобережної частини р. Малої Тернівки в межах південно-західного крила Дніпровсько-Донецької западини (рис. 4.1). Рельєф території являє собою слабогорбисту рівнину, позначки якої коливаються від 127,5 м на північному сході до 62,0 м на південному заході, складену стародавніми і сучасними терасами, пологопадаючими в сторону р. Дніпро. В геологічній будові беруть участь докембрійські кристалічні породи, осадовий комплекс девону, нижнього і середнього карбону, пермі, тріасу, юри, а також третинні і четвертинні утворення. Тектонічна будова родовища обумовлена наявністю жорсткого кристалічного фундаменту, що залягає на порівняно невеликій глибині, у зв'язку з чим на родовищі чітко вимальовується система тектонічних порушень, що обумовлює скиди з амплітудами до 50 м.

Найважливішими характеристиками вуглевміщуючих порід Новомосковського родовища як колекторів природних газів є їх пористість і проникність, що визначають фільтраційну здатність і ємність вугленосних відкладень. На рис. 4.2 і в табл. 4.1 наведено дані, що ілюструють зміни цих параметрів [13]. Аналіз кривих показує, що пористість аргілітів коливається в межах від 6,9 до 30,7 %, при середньому значенні 25,5%; алевролітів 1,7 - 39,6%, при середньому 20,1%; пісковиків 3,6 - 47,0%, при середньому 20% і зменшується зі збільшенням глибини залягання пластів. Відносно невелика кількість показників проникності порід, обумовленої їх пористістю і тріщинуватістю, не дозволяє встановити будь-яких закономірностей її зміни за площею чи глибиною в межах покладу. Однак наявний обсяг випробування однозначно показує значне перевищення проникності вміщуючих порід у порівнянні з вугіллям, і свідчить про те, що основними

шляхами міграції газу на родовищі є пісковики, алевроліти і аргіліти вугленосної товщі.

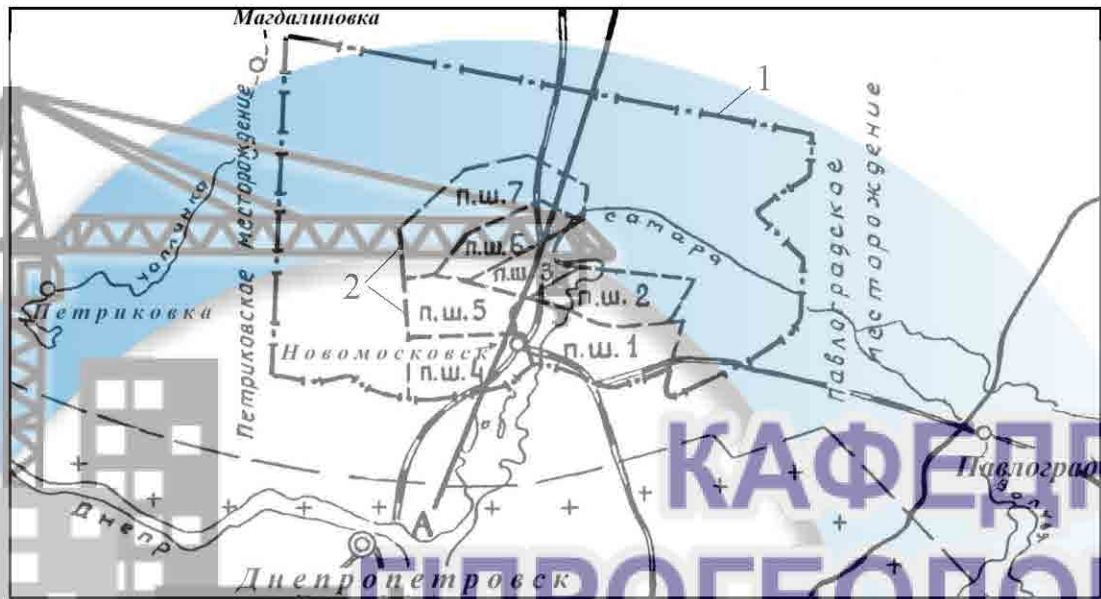


Рис. 4.1. Оглядова карта Новомосковського кам'яновугільного родовища: 1, 2 - відповідно кордони родовища і шахтних полів

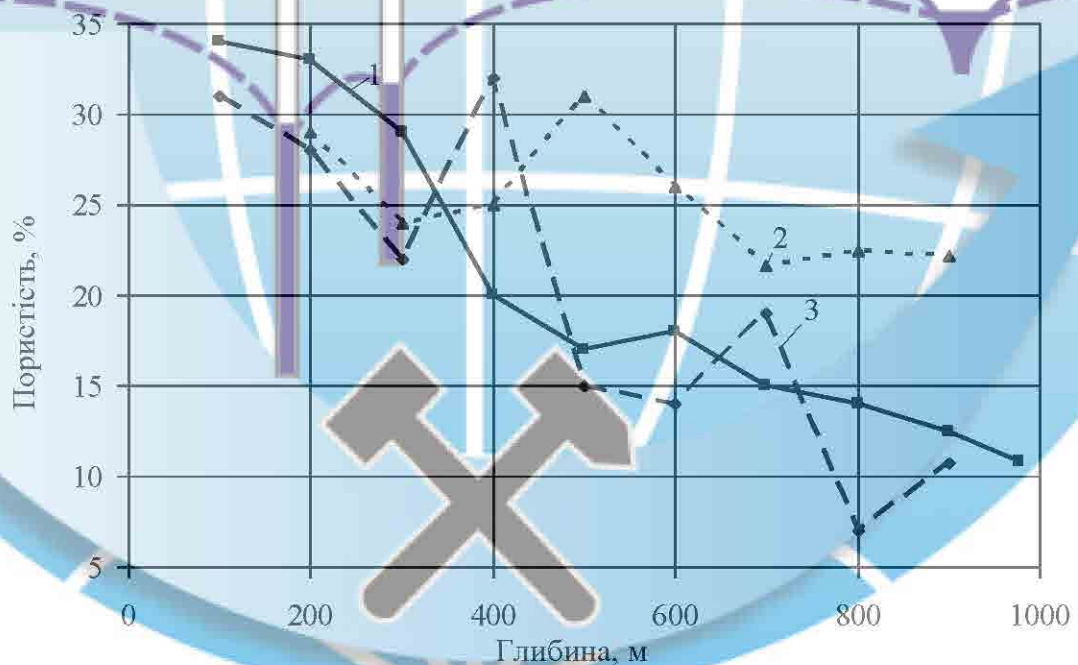


Рис. 4.2. Зміна пористості порід вугленосної товщі Новомосковського родовища із глибиною: 1, 2, 3 - криві зміни пористості пісковиків, аргілітів і алевролітів

Природний газ, що міститься у вугільних пластах і породах Новомосковського родовища, складається з вуглекислого газу, метану, азоту і водню. Аналіз його якісного складу (табл. 4.2) показує збільшення вмісту метану і зменшення азоту в суміші газів з глибиною по всій площі покладу. Кількість метану зростає до глибини 800 м (з 2,98 до 44,42 %) , а далі починає знижуватися до 29,9%. Для азоту характерна зворотна залежність. Метаносність гірських порід також підвищується з глибиною, проте чітка закономірність її зміни не простежується. Різко зростаючи в інтервалі глибин 500 - 600 м (майже в 10 разів) , надалі вона незначно варіює в межах 1 - 2 м³ на тону. За наявними даними можна зробити висновок, що максимальний вміст метану на досліджуваній площі можна зустріти на глибині 700 - 800 м.

Таблиця 4.1 – Значення проникності вуглевміщуючих порід

Інтервал глибин, м	Проникність, 10 ⁻¹⁵ м ²			
	Пісковик	Алевроліт	Аргіліт	Вугілля
400-500	138,70			0,038
500-600	12,63	5,55	11,0	0,050
600-700	12,32	125,00	8,7	0,063
700-800	28,70	3,50	6,2	0,058
800-900	22,02	0,26	5,9	0,031
900-1000	0,30	2,63	3,1	–

Таблиця 4.2 – Зміна якісного складу газу вугленосної товщі з глибиною

Інтервал глибин, м	Склад газу, %				Метаносність м ³ /тонна
	CO ₂	CH ₄	N ₂	H ₂	
400-500	5,98	2,98	86,28	4,76	0,092
500-600	4,27	18,80	74,00	2,93	0,88
600-700	4,09	31,21	59,81	4,89	1,75
700-800	6,88	44,42	46,19	2,51	2,00
800-900	2,58	30,82	65,30	1,30	1,50
900-1000	3,50	29,90	66,60	–	2,05

Суттєвою особливістю тріщини гідравлічного розриву, що значною мірою впливає на продуктивні показники пласта, є зміна її геометричних розмірів в просторі. Згідно ряду проведених досліджень [15, 16] висота вертикальної тріщини в середньому дорівнює потужності експлуатованого пласта і в кілька разів менше її довжини, величину якої можна визначити за такими залежностями

$$l_{mp} = \left(\frac{VQ\mu}{2\pi^2 h^2 n \cdot k \cdot q} \right)^{0.5}, \quad (4.1)$$

$$l_{mp} = C \cdot \left(\sqrt{\frac{\mu \cdot t}{k}} \right)^{0.5}, \quad (4.2)$$

де V, μ - відповідно об'єм і в'язкість закачуваної рідини; h - товщина пласта; n, k - пористість і проникність порід відповідно; q - бічний гірський тиск; C - коефіцієнт, що залежить від глибини розриву порід; t - час закачки рідини.

За допомогою формул (4.1) - (4.2) був зроблений розрахунок напівдовжини тріщини, що утворюється в щільному колекторі Новомосковського родовища на глибині 750 м ($h = 13,5$ м; $n = 0,15$; $q = 6,5$ МПа; $C = 0,024$) при закачуванні рідини через свердловину ($V = 5$ м³; $\mu = 0,18$ Па·с). Аналіз отриманих кривих показує (рис. 4.4 , а) , що визначені за формулою (4.1) значення дещо завищені в порівнянні з показниками, розрахованими за виразом (4.2) .

Відзначається поліпшення збіжності результатів розрахунку за формулами (1.1) - (1.2) із збільшенням початкової проникності порід. Для більшої достовірності прогнозів відбору газу в подальших обчисленнях будемо використовувати вираз (4.2) .

Максимальна ширина утворюваної тріщини була визначена в програмному середовищі Mathcad за такими формулами і емпіричним залежностям [17]

Геертсмана і Клерка –

$$\omega = \left(\frac{336}{\pi} \right)^{\frac{1}{4}} \cdot \left(\frac{\mu Q l_{mp}^2}{h} \right)^{\frac{1}{4}}, \quad (4.3)$$

Ю.П. Желтова –

$$\omega = \frac{4(1-2\nu) \cdot (1+\nu) \cdot (P_c - q)}{3E} \cdot l_{mp}^{0,5}, \quad (4.4)$$

Перкінса-Керна –

$$\omega = 3,57 \left(\frac{\mu Q l_{mp}}{E'} \right)^{\frac{1}{4}}, \quad (4.5)$$

Метод "РКН" –

$$\omega = 3,27 \left(\frac{\mu Q l_{mp}}{E'} \right)^{\frac{1}{4}}, \quad (4.6)$$

де E' - модуль плоскої деформації, $E' = E / (1 - \nu^2)$; E, ν - відповідно модуль Юнга і коефіцієнт Пуассона вуглевмісної товщі ($2 \cdot 10^{10}$ Па і 0,27); P_c - тиск у свердловині (45 МПа).

Аналіз графіків (рис. 4.4 , б) , показує добру збіжність отриманих результатів. Максимальні відхилення між профілями ширини тріщини, розрахованими кількома методами, не перевищують 0,01 м і характерні тільки для зони найбільшої витрати рідини. Крім того, в роботі [5] була виконана ідентифікація моделей Желтова і Перкінса - Керна з натурним об'єктом шляхом співставлення результатів розрахунків з експериментальними даними, що дозволяє використовувати дані залежності для коректного вирішення поставлених завдань.

Для оцінки фільтраційних властивостей вугленосних порід після гідравлічного розриву необхідно також знати форму і проникність формуючої тріщини. Зміна ширини тріщини може бути описано моделлю Перкінса - Керна, адекватність якої показана вище, а проникності тріщини з урахуванням її водо- і газовмісту - рівнянням Чень - Чжун - Сяну [18]

$$\omega(x) = \omega \cdot \left(1 - \frac{x}{l_{np}}\right)^{\frac{1}{4}},$$

$$k(s) = \begin{cases} 0 & \text{при } 0 \leq s \leq 0,1, \\ k_{mp} \cdot [(s-0,1)/0,9]^{3,5} \cdot (4-3s) & \text{при } 0,1 \leq s \leq 1; \end{cases}$$

$$k_{mp} = \frac{\omega^2}{12},$$

де k_{mp} , $k(s)$, - відповідно абсолютна і фазова проникності тріщини; s - газонасиченість.

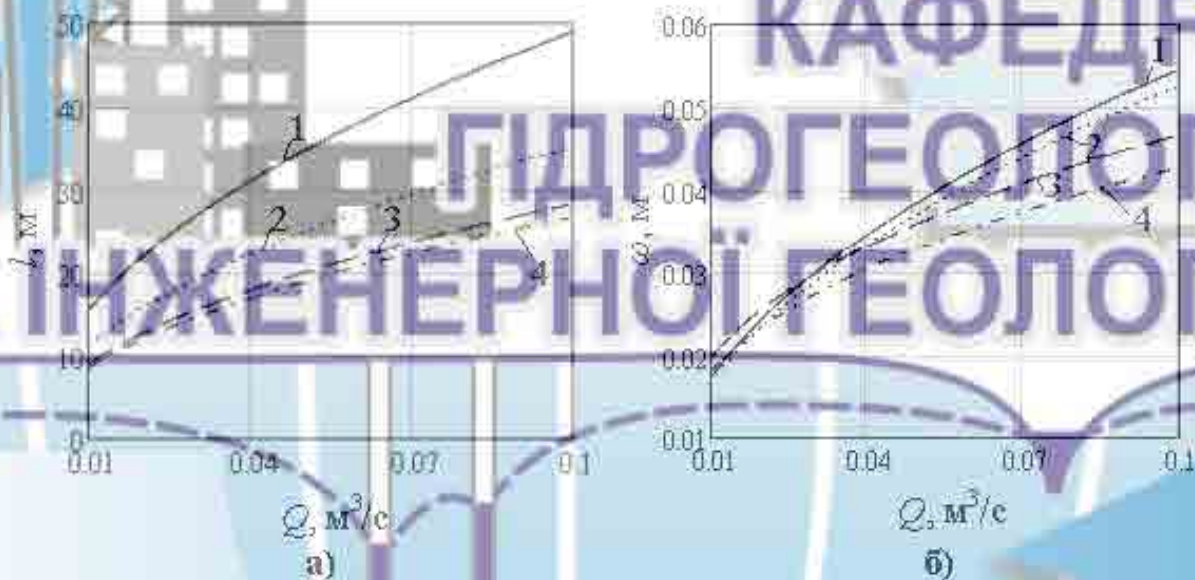


Рис. 4.4. Зміна розмірів тріщини гідророзриву залежно від витрати закачуваної рідини (Q): а- напівдовжини (l_{np}), 1, 2, і 3, 4, визначеної за формулами (1.1) і (1.2) при проникності порід 10^{-14} та $3 \cdot 10^{-14}$ м² відповідно, б - ширини (ω), розрахованої по залежностям (4.3) - (4.6)

На рис. 4.5 наведено зміни розкриття та фазової проникності тріщини по її довжині, аналіз яких підтверджує еліптичну форму тріщини в плані і показує значний вплив водовмісту наповнюючих тріщину розклинювальних агентів (пропантів) на величину її проникності.

Середня проникність всередині тріщини може бути визначена шляхом

інтегрування профілю проникності по її довжині і за її межами - в довільній точці Вуглевмісні товщі (див. рис. 4.3) з наступних виразів

$$K_{mpA} = \frac{\kappa(s) \cdot l + \kappa \cdot (L - l)}{L};$$

$$L = \sqrt{x_2^2 + y_2^2}, \quad l = \sqrt{x_1^2 + y_1^2};$$

$$y_1 = \frac{y_2}{x_2} \cdot x_1, \quad y_1 = \omega \cdot \left(1 - \frac{x_1}{l_{mp}}\right)^{\frac{1}{4}}, \quad \frac{y_2}{x_2} \cdot x_1 = \omega \cdot \left(1 - \frac{x_1}{l_{mp}}\right)^{\frac{1}{4}}$$

де K_{mpA} - середня проникність в довільній точці А щільного колектора, пересіченого вертикальною тріщиною гідророзриву; L, x_2, y_2 - відстань до цієї точки і її координати відповідно; l, x_1, y_1 - координати і відстань до місця перетину профілю тріщини з променем, проведеним зі свердловини в точку А.

Представлені залежності можуть використовуватися для оцінки проникності колекторів при проведенні гідравлічного розриву. Детальне моделювання фільтраційних процесів поблизу тріщин вимагає врахування викривлення ліній струму, викликаного наявністю в пласті високопроникного включення. На рис. 4.6 в горизонтальній площині наведені величини проникності щільних пісковиків Новомосковського родовища, розітнутих тріщиною гідророзриву і виявлені в програмному середовищі Mathcad за запропонованою вище методикою. Їх аналіз показує, що ізолінії проникності є еліпсами конфокальними тріщині, при цьому зменшення їх значень в пласті вздовж ширини тріщини відбувається на порядок швидше, ніж уздовж її довжини.

Прогноз дебіту свердловини після гідравлічного розриву може бути виконаний для умов, показаних на рис. 4.3 (контур живлення має форму кола і свердловина, розташована на початку координат, перетинається симетричною тріщиною, паралельною осі Ox і проникністю $\kappa(s)$) [18]

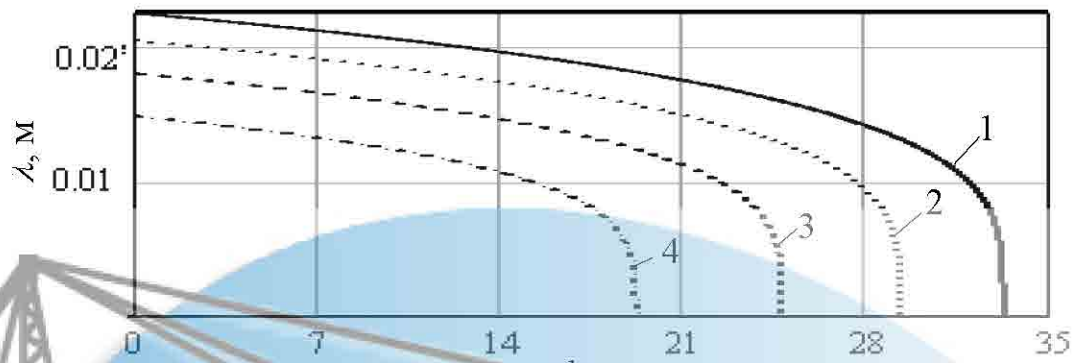


Рис. 4.5. Профілі: а - розкриття берегів (λ), б, в - фазової проникності ($\kappa(s)$) тріщини гідророзриву при водовмісті заповнюючого її матеріалу 0,8 і 0,3 відповідно: 1 - 4 - при витраті закачуваної рідини 0,09, 0,07, 0,05 і 0,03 м³/с

$$Q_z = Q_0 \frac{\ln R_k / r_c}{\ln R_k / r_w}, \quad Q_0 = \frac{2\pi kh (P_k - P_c)}{\mu_z \ln R_k / r_f},$$

$$\ln r_w = (1 - \lambda) \ln r_w + \lambda \ln \frac{f}{2} + (1 - \lambda) \cdot \lambda \ln (1 - q^4), \quad (4.7)$$

$$\lambda = \frac{\kappa(s) - \kappa}{\kappa(s) + \kappa}, \quad q = \sqrt{\frac{l_{mp} - \omega}{l_{mp} + \omega}}, \quad f = \sqrt{l_{mp}^2 - \omega^2}.$$

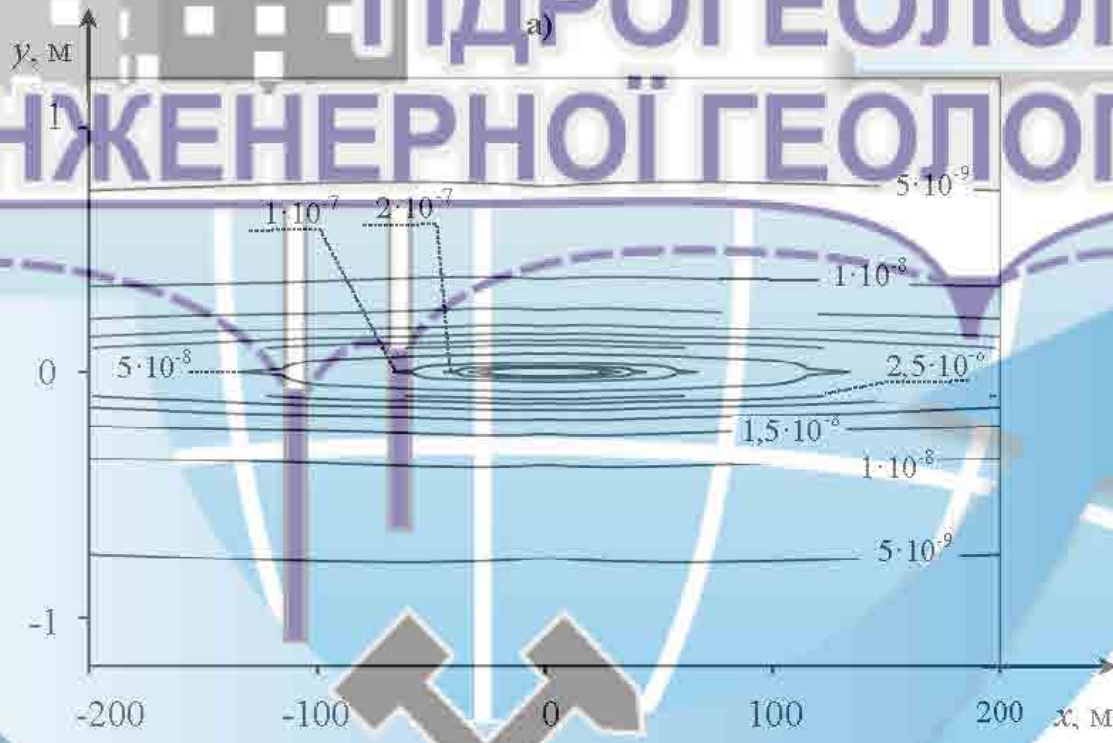
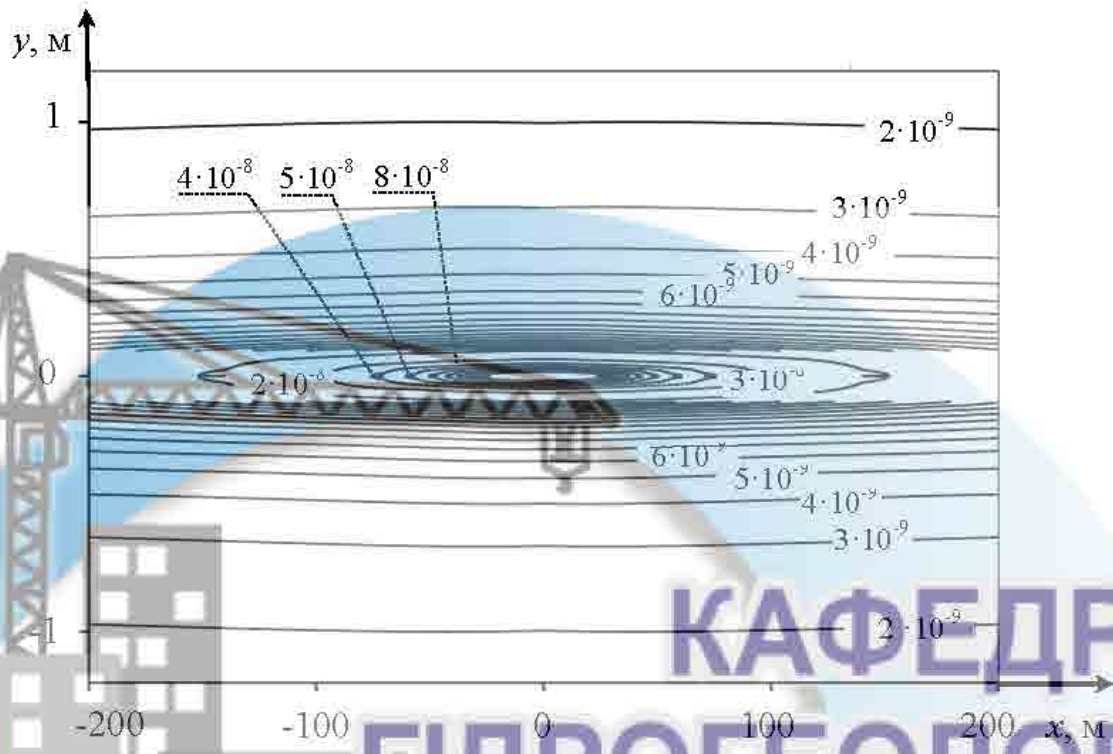
Для проведення порівняльних розрахунків і обліку перерозподілу фільтраційного потоку поблизу тріщини, викликаного еліптичною формою ізоліній проникності (рис. 4.6) і ортогональними їм гіперболами ліній струму, контур живлення свердловини може бути представлений еліпсом. При цьому еліптичний і круговий контури повинні обмежувати рівні за площею області:

$$R_k^2 = a \sqrt{a^2 - l^2}, \text{ тоді}$$

$$Q_e = \frac{2\pi kh}{\mu_e} \frac{P_k - P_c}{\ln \frac{a + \sqrt{a^2 - l^2}}{l_{mp}} + \frac{\sqrt{\kappa(s) \cdot h}}{2l_{mp}} \cdot \ln \frac{\sqrt{\kappa(s)h + 4\sqrt{\kappa(s) \cdot \delta^2/h}}}{2r_c}}, \quad (4.8)$$

де Q_0, Q_e - дебіт свердловини до і після гідророзриву відповідно; R_k, r_c - радіуси контуру живлення і свердловини; r_w - ефективний радіус свердловини; μ_e - динамічна в'язкість газу; δ - ексцентриситет; a, l - велика піввісь і фокусна відстань еліпса; P_k, P_c - тиск на контурі харчування і в свердловині.

Результати розрахунків за формулами (4.7) і (4.8) для гірничо-геологічних умов метаноносності ділянки вугленосної товщі Новомосковського родовища ($R_k = 200$ м; $r_c = 0,2$ м; $P_k = 2$ МПа; $P_c = 10^5$ Па; $\delta = 0,1$; $\mu_e = 1,5 \cdot 10^{-5}$ Па·с) показані на рис. 4.7. Графіки безрозмірних дебітів свердловин демонструють добру збіжність результатів розрахунків при круговому і еліптичному контурі харчування у відповідних умовах. Ефективність гідравлічного розриву (Q_e/Q_0) в межах покладу збільшується із зменшенням початкової проникності порід і коливається від 1,9 до 2,8 залежно від витрати рідини, що подається в свердловину при гідророзриві.



КАФЕДРА
ГІДРОГЕОЛОГІЇ
ТА ІНЖЕНЕРНОЇ ГЕОЛОГІЇ

Рис. 4.6. Ізолнії середньої проникності (m^2) навколо тріщини, що утворилася в щільних пісковиках в результаті гідророзриву: а - $Q = 0,05 \text{ м}^3/\text{с}$; $s = 0,2$; б - $Q = 0,09 \text{ м}^3/\text{с}$; $s = 0,2$

За результатами аналізу геомеханічних, емнісних і газодинамічних властивостей Новомосковського кам'яновугільного родовища визначений інтервал вуглевмісної товщі, що характеризується підвищеною метаносністю при низькій проникності гірських порід. Для збільшення фільтраційних властивостей і газовіддачі виділених колекторів розглянуто спосіб гідравлічного розриву, заснований на наявному в Україні промисловому досвіді проривів слабопроникних порід Західного Донбасу і адаптований до вітчизняного бурового устаткування. Обґрунтована методика оцінки розмірів, форми і фазової проникності тріщин, що формуються в пласті при гідророзриві, дозволяє прогнозувати збільшення проникності вуглевміщуючих порід і темпів відбору газу на родовищі. Порівняння результатів обчислень за різними емпіричними залежностями і формулами гідрогазодинаміки показало прийнятну точність для вирішення практичних завдань.

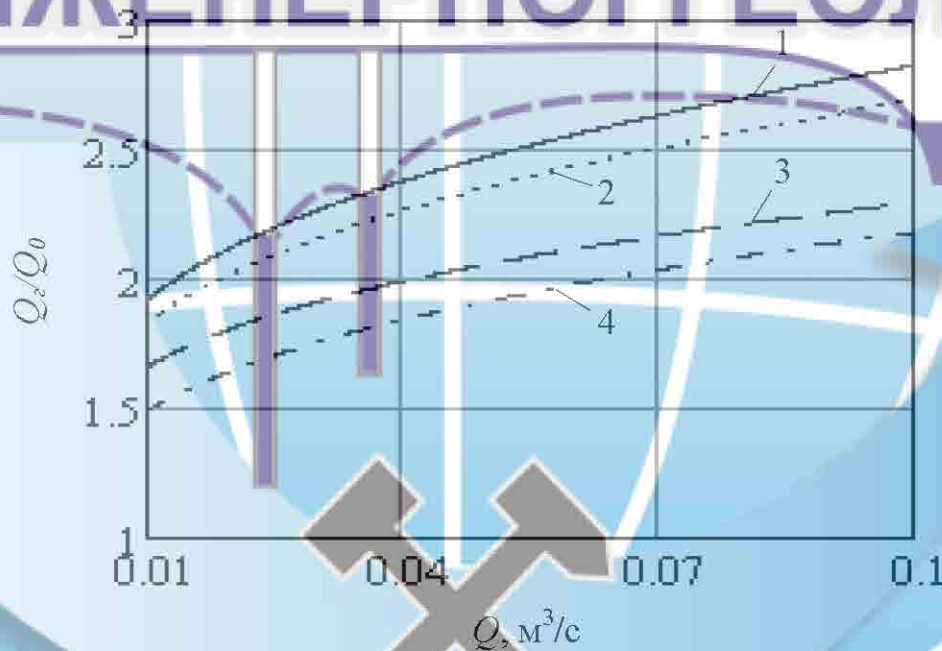


Рис. 4.7 . Залежність кратності збільшення дебіту щільного колектору від витрати рідини, що закачується для його гідравлічного розриву : 1,2 і 3,4 - визначена за формулами (1.7) і (1.8) при початковій проникності вуглевміщуючих порід 10^{-14} и $5 \cdot 10^{-14} \text{ м}^2$ відповідно

5. ОБҐРУНТУВАННЯ КОНСТРУКЦІЇ ГАЗОДОБУВНИХ СВЕРДЛОВИН

Основою технічного проекту свердловини є її конструкція, в якій зазначаються:

- діаметри обсадних колон;
- глибини їх спуску;
- розміри доліт для буріння стовбура свердловини під спуск відповідних розмірів обсадних труб.

Розміри стовбура свердловини по інтервалах глибин повинні бути мінімальними. Разом з тим розмір стовбура повинен забезпечувати спуск обсадних колон на запроєктовані глибини, а також надійну ізоляцію пройдених продуктивних пластів від водоносних і один від одного. Від конструкції свердловини багато в чому залежать швидкості буріння і вартість її будівництва.

Одним з факторів, що дозволяють вирішити цю задачу, є перехід на буріння свердловин зі спрощеною і полегшеною конструкцією, а в тих районах, де це можливо за геологічними умовами, буріння свердловин різного діаметру. Це призводить до зменшення ваги і габаритів застосовуваних бурових установок, витрати металу і цементу на кріплення 1 п.м стовбура свердловини, витрати хімічних реагентів, води, утяжувача та інших матеріалів, необхідних для побудови свердловини. Свердловинами різного діаметра прийнято вважати такі, в яких останньою спускається експлуатаційна колона діаметром 114 мм і менше.

Для обґрунтування конструкції свердловини необхідно мати наступні дані:

- геологічний розріз;
- глибини залягання і потужності пластів, небезпечних в сенсі поглинання розчину;
- інтервали можливих газоводопровів і обвалів порід;

- основні характеристики продуктивних горизонтів (пластовий тиск, очікуваний дебіт, температура).

На підставі цих даних для кожної свердловини обґрунтовують діаметри і глибини спуску обсадних колон, необхідні розміри стовбура свердловини і роблять розрахунок колони на міцність.

Поняття «конструкція свердловини» складають: число спущених в свердловину обсадних труб, їх діаметри і товщина стінок, глибини спуску колон, діаметри доліт, якими пробурена свердловина, і довжина інтервалів цементування цих колон.

При проектуванні конструкції свердловин необхідно враховувати наступні фактори:

1. Особливості геологічної будови району.
2. Цільове призначення свердловини.
3. Спосіб розкриття продуктивного горизонту.
4. Мінімальна витрата металу і цементу.
5. Можливість переведення свердловини в експлуатацію.

Проектування конструкції свердловини ведеться від низу до верху. На підставі заданого геологічного розрізу свердловини і її проектованої глибини в першу чергу обирають діаметр експлуатаційної колони.

Експлуатаційною колоною називається сама внутрішня колона обсадних труб, що спускається до забою свердловини для зміцнення всього стовбура, роз'єднання продуктивних пластів, а також для експлуатації свердловини. Максимальна довжина обсадної колони визначається глибиною свердловини.

Діаметр експлуатаційної колони повинен бути мінімальним, але достатнім, щоб забезпечити:

- виконання в колоні робіт, пов'язаних з вивченням продуктивних пластів і експлуатацією свердловини;
- ізоляцію експлуатаційного об'єкта;
- отримання максимального видобутку;

- максимально низьку вартість свердловини при достатній міцності кріплення стовбура.

Для попередження розмиву гирла свердловини і обвалення нестійких верхніх порід гирла зміцнюються за допомогою однієї або декількох з'єднаних між собою труб, що утворюють напрямок. Глибина спуску напрямку коливається від 3 до 50 м.

Для закріплення і ізоляції верхньої частини стовбура свердловини, складеною нестійкими або поглинаючими породами, спускається кондуктор. Залежно від геологічних умов і глибини свердловин довжина кондуктора коливається від декількох десятків до декількох сотень метрів.

При розбурюванні газових родовищ на гирлі кондуктора встановлюється противикидне обладнання (превентор).

Як фактори, що визначають необхідність спуску технічної колони, можна навести такі можливі випадки:

1. Поглинання і вихід розчину в верхніх інтервалах свердловини і сильні газопрояви - в нижніх.

Для боротьби з першими необхідно застосовувати глинисті розчини, що мають підвищену в'язкість і знижену питому вагу, а для боротьби з другими - навпаки, глинисті розчини, що мають знижену в'язкість і підвищену питому вагу. Тому для успішної боротьби з сильними газопроявами в нижніх інтервалах свердловини необхідно ізолювати від них верхні пласти, які можуть поглинати глинистий розчин.

2. Наявність обвальних зон, що вимагають застосування хімічно відпрацьованих і обтяжених розчинів.

Проходка обвальних зон часто супроводжується газоводопроявами. Для забезпечення безаварійного процесу буріння необхідно перед входом в обвальну зону ізолювати всі пройдені пласти шляхом спуску і цементування технічної колони. Це дає можливість обладнати гирло свердловини противикидною арматурою, що дозволяє тримати свердловину під

контролем, швидко пройти обвальну зону і значно скоротити час проводки свердловини при мінімальній витраті хімічних реагентів і збільшувачів ваги.

3. Велика глибина свердловин і необхідність розкриття нерозвіданих інтервалів значної потужності.

В даному випадку, спускаючи в свердловину технічну колону, маємо можливість значно полегшити умови проходження свердловиною нерозвіданого інтервалу. Спуск технічних колон в такі свердловини слід розглядати як тимчасовий захід. Після освоєння бурінням нерозвіданих інтервалів даної ділянки конструкція наступних свердловин може бути спрощена.

У разі якщо після кондуктора спускається тільки одна експлуатаційна колона, конструкція свердловини називається одноколоною. Колони, розташовані між кондуктором і експлуатаційною колоною, називаються проміжними (технічними). Якщо спускаються одна або дві проміжні колони, конструкція називається відповідно дво- або три- колоною. При розбурюванні газонасиченого розрізу всі обсадні колони цементуються до гирла свердловини.

У практиці будівництва свердловин широко застосовується обладнання експлуатаційної колони спеціальним фільтром. Фільтри застосовують для запобігання цементації пір продуктивного пласта, що має низький пластовий тиск, і полегшені умови освоєння свердловини. Крім того, спеціальні фільтри застосовуються для запобігання безконтрольного надходження піску при розкритті пухких і слабо зцементованих пластів в стовбур свердловини.

Вибір конструкції привибійної зони залежить від місця розташування свердловини на поклади, літологічних і фізичних властивостей пласта, наявності в покрівлі і підшві пласта водоносних горизонтів і інших чинників.

Найбільшого поширення в практиці буріння отримали наступні конструкції привибійної зони свердловини:

1) Свердловину бурять до покрівлі продуктивного пласта, спускають експлуатаційну колону і цементують її з підйомом цементного розчину через башмак до гирла. Потім розбурюються цементувальні пробки, опірне кільце і поглиблюють свердловину до підшови продуктивного пласта.

Якщо пласт складений стійкими породами і не містить пропластків обвалення глин, то стовбур свердловини доцільно залишити відкритим (рис. 5.1).

Якщо пласт складений пухкими породами, то для попередження потрапляння піску в експлуатаційну колону проти продуктивного пласта встановлюють фільтр. На рис. 5.2 показано застосування фільтра-хвостовика з сальниковим закріпленням в нижній частині експлуатаційної колони.

Фільтри-хвостовики можуть цементувати в інтервалі з'єднання з башмаком обсадної колони. У разі установки хвостовиків з сальниковим закріпленням пакер може встановлюватися у верхній або нижній частині, а іноді одночасно і у верхній, і в нижній частині хвостовика. Крім того, хвостовики широко застосовують і для перекриття зон ускладнень замість проміжних колон.

Найбільш часто в практиці облаштування забою свердловин застосовують спуск експлуатаційної колони з фільтром.

В цьому випадку продуктивний пласт розбурюється долотом такого ж діаметру, яким розбурювались вищележачі горизонти, спускається експлуатаційна колона з обладнанням знизу фільтром і цементується манжетним методом вище покрівлі пласта (рис. 5.3).

Фільтри застосовують для запобігання цементації пір продуктивного пласта, що має низький пластовий тиск, і полегшені умови освоєння свердловини.

1) Свердловину бурять нижче підшови продуктивного пласта, спускають експлуатаційну колону, цементують її одно- або двох-ступінчастим методом. Після затвердіння цементного розчину проти продуктивного пласта перфорують стінку колони з пластом (рис. 5.4).

2. У разі обладнання приви́бної зони свердловини фільтром необхідно обрати конструкцію фільтра. У всіх розглянутих випадках можливе застосування щільних, дірчастих або гравійних фільтрів.

3. Для щільних фільтрів ширину щільн приймають вдвічі більшою діаметра цієї фракції піску, змст якої разом з усіма більш великими фракціями становить 10 % ваги від всієї маси піску.



КАФЕДРА ГІДРОГЕОЛОГІЇ ТА ІНЖЕНЕРНОЇ ГЕОЛОГІЇ

Рис. 5.1. Конструкції приви́бної частини свердловини: 1 – обладнання колона

Рис. 5.2. Конструкції приви́бної частини свердловини: 1 – фільтр, 2 – пакер

Для нецементованого піску з розміром зерен не менше 0,6 мм діаметр отворів фільтра повинен бути від 4,8 до 6,3 мм з числом отворів на 1 п. м., рівним 400 – 530.

Для нецементованого піску з розміром зерен, які проходять через сито з отворами 0,3 мм (не проходить 20 % ваги), діаметр отворів фільтра повинен бути від 2,4 – 3,4 мм з кількістю отворів на 1 п. м. рівним 800 – 1200.

Для рихлого піску з великим вмістом зерен (від 30 до 50 % ваги) розміром менше 0,25 мм ширину щільн рекомендується брати рівною 0,5 мм.

Для рихлого піску з великим вмістом зерен (до 80 % ваги), тонких зерен ширину щілини рекомендується брати 0,38 мм і менше.



Рис. 5.3. Конструкції призабійної частини свердловини:

1 – цементний камінь

Рис. 5.4. Конструкції призабійної частини свердловини: 1 –

перфоровані отвори, 2 – продуктивний пласт

При підборі розмірів гравію для гравійного фільтра необхідно, щоб фільтр запобігав виносу з продуктивного пласта всіх тих частинок, які складають його скелет і останній, як правило, не повинен порушуватися. Це може відбуватися в тому випадку, коли з пласта будуть виноситися дрібні частинки в кількості, що не перевищує 15-25 %, а скелет пласта буде залишатися непошкодженими і складатиметься з 85-75 % ваги залишених фракцій піску. Зазвичай приймається розмір гравію, що не перевищує розміру розрахункового діаметра піску.

Після спуску експлуатаційна колона цементується до гирла.

Цементування обсадних колон має виконуватися відповідно до діючих інструкцій по кріпленню свердловин. Якість цементу повинна забезпечувати:

- надійне роз'єднання газових і водоносних пластів, виключаючи циркуляцію газу і води в заколоновому просторі;

- високу надійність цементного каменю за обсадними трубами;

- стійкість до руйнівної дії пластових рідин, механічних і температурних навантажень;

- можливість створення проектних депресій і репресій на пласт;

- дотримання вимог охорони надр і навколишнього середовища, запобігання проникнення цементного розчину в продуктивний пласт.

Якість цементування колони в обов'язковому порядку контролюється спеціальними геофізичними дослідженнями. Визначення висоти підйому цементу проходить термічним і радіоактивним методами. Термічний метод заснований на екзотермічному процесі схоплювання цементного розчину, внаслідок чого зацементовані ділянки свердловини виділяються на

термограмах зонами підвищеної температури. У радіоактивному методі в розчин додають радіоактивні ізотопи, наявність яких дозволяє виділити зацементовану ділянку свердловини по збільшеній інтенсивності гамма-випромінювання.

Після схоплювання і твердіння цементного розчину робиться обладнання гирла свердловини колонною головкою. Колонна головка призначена для з'єднання верхніх кінців обсадних колон (кондуктора, технічної та експлуатаційної). Колонні головки встановлюються на всіх свердловинах, незалежно від способів експлуатації. Конструкція і тип колонної головки залежать від пластового тиску. У промисловій практиці застосовуються колонні головки двох типів: клинові ГКК і муфтові ГKM. Найбільш широке застосування отримала клиноподібна колонна головка, призначена для об'язки двох колон - технічної і експлуатаційної, або кондуктора і експлуатаційної. Колонні головки випробовуються на герметичність водою. Трубна головка встановлюється на колонну головку і

призначена для підвіски насосно-компресорних труб, герметизації затрубного простору і контролю за тиском, а також для виконання технологічних операцій при освоєнні, експлуатації та ремонті свердловини. Колону насосно-компресорних труб підвішують до фонтанної арматури на різьбі або муфті. Основними вузлами фонтанної арматури є трубна головка і ялинка. Фонтанна ялинка встановлюється на трубній голівці і призначена для транспортування продукції свердловини через маніфольд в газозбірному пункті, перекриття або перекладу потоку продукції свердловини з однієї струни на іншу, регулювання режиму експлуатації, проведення дослідницьких робіт, а також для проведення технологічних операцій. Ялинка може бути трійниковою або хрестовою (двострунна). Арматуру з двострунною ялинкою застосовують для тих свердловин, на яких небажано перекривати потік продукції при заміні вузлів і деталей.

Бічні струни обладнуються двома замикаючими приладами, один з яких (перший від стовбура арматури) запасний, а другий - робочий. Тиск контролюють манометрами. Вентиль під манометр служить для його роз'єднання з робочою порожниною і зниження тиску до атмосферного. На проміжних фланцях бічних відводів передбачають отвори під кишеню для термометра.

Бічні струни арматури закінчуються відповідними фланцями для приварки до ліній маніфольда.

У фонтанної арматури застосовують прямоочні запірні прилади (крани і засувки) для перекриття потоку робочого середовища свердловини.

Фланцеві котушки призначені для з'єднання складових одиниць гирлового обладнання.

Регулюючим обладнанням арматури є регульовані або нерегульовані штуцера зі змінною втулкою із зносостійкого матеріалу.

Існують різні типові схеми облаштування гирла свердловини фонтанними арматурами.

Схему і число вихідних ліній фонтанної арматури вибирають в залежності від характеру свердловини. Найбільш часто для фонтанних газових свердловин використовують арматуру з двома викидними лініями трійникового типу. Фонтанні арматури з однієї викидної лінії зазвичай використовують для компресорних свердловин або для фонтанних свердловин з невеликим гирловим тиском.

Крім основної робочої засувки, над хрестовиною встановлюється додаткова (аварійна) засувка, яка при роботі завжди відкрита і закривається тільки в аварійних випадках. Для аварійних випадків передбачається установка додаткових засувок на хрестовині, трійнику і струнах.

Запірні і регулюючі прилади (засувки, штуцери), які входять в комплект наземного гирлового обладнання свердловин, використовуються також на промислових газозбиральних пунктах.

Маніфольди призначені для з'єднання фонтанної арматури з трубопроводами промислових установок.

За результатами аналізу геомеханічних, емнісних і газодинамічних властивостей Новомосковського кам'яновугільного родовища визначений інтервал вуглевмісної товщі, що характеризується підвищеною метаносносністю при низькій проникності гірських порід. Для збільшення фільтраційних властивостей і газовдачі виділених колекторів розглянуто спосіб гідравлічного розриву, заснований на наявному в Україні промислового досвіді проривів слабопроникних порід Західного Донбасу і адаптований до вітчизняного бурового устаткування. Обґрунтована в роботі методика оцінки розмірів, форми і фазової проникності тріщин, що формуються в пласті при гідророзриві, дозволяє прогнозувати збільшення проникності вуглевмісуючих порід і темпів відбору газу на родовищі. Порівняння результатів обчислень за різними емпіричним залежностям і формулами гідрогазодинаміки показало прийнятну точність для вирішення практичних завдань.

ВИСНОВКИ

Геологічні оцінки запасів газу слабопроникних колекторів в світі і Україні часто набагато перевищують обсяги традиційних запасів. Так, згідно даних управління енергетичної інформації, Україна займає 3 місце в Європі і 13 - у світі за ресурсами цього виду палива, величина яких досягає 8 трлн куб. м, у той час як запаси традиційного газу в країні складають не більше 1 трлн. куб. м. Проте, підвищений інтерес до нетрадиційного газу як потенційного джерела енергетичної незалежності виник тільки в останні час. Багато цьому посприяв прогрес його освоєння американської компанії Chesapeake Energy, завдяки якому США збільшили кількість нетрадиційного газу в загальному видобутку з 10 до 40 %, що знизило імпорт зрідженого природного газу на 2,6 %.

Разом з тим, розробка нетрадиційного газу в Україні за американською технологією пов'язана з певними труднощами і негативними наслідками для довкілля. Для проведення гідророзриву порід використовується дороге обладнання для вертикально-горизонтального буріння. Створення надвисокого тиску при гідророзриві колекторів може призвести до пошкодження свердловин і фундаментів будівель, а для підтримки заданої пористості пласта після гідророзриву застосовуються різні хімікати, солі органічних кислот, відходи нафтопереробки, та інші речовини, що забруднюють атмосферу і підземні води. Таким чином, ефективна розробка нетрадиційних ресурсів газу в Україні може бути здійснена шляхом обґрунтування комплексної технологічної інфраструктури вилучення газу зі щільних порід із застосуванням сучасних технологій активізації газовиділення та адаптації цих технологій до вітчизняного обладнання.

Територія Донецького басейну розташована в межах південної околиці Східноєвропейської платформи і сформована палеозойськими, мезозойськими і кайнозойськими відкладеннями. Палеозойські відклади порушені диз'юнктивними дислокаціями і перекриваються мезозойськими і кайнозойськими відкладеннями. Потужність кам'яновугільних відкладень

поступово збільшується від периферії басейну до його донної частини і вздовж осі прогину з північно-заходу на південний схід. В осьовій частині прогину вона змінюється від 5 км на заході до 18 км на сході і скорочується на бортах до 0,5-1,0 км.

Природні гази вугільних родовищ можуть знаходитися в сорбированному, водорозчинному і вільному стані. При цьому у зв'язку з величезною накопиченою масою органічної речовини в вугільних басейнах значний обсяг вуглеводнів знаходиться в сорбированному вигляді. У зв'язку з високою гідрофобністю вугілля гази пластових вод - прерогатива проникних порід з малим вмістом вуглистої речовини. У сприятливих геологічних умовах ці породи можуть містити вуглеводні у вільній фазі. Вільні вуглеводневі гази можуть бути присутніми в вугіллі в залежності від ступеня і типу його метаморфізму.

Різні умови знаходження вуглеводневих газів зумовлюють різний підхід до оцінки їх ресурсів. Визначення прогнозних ресурсів газів як в вугільних пластах, так і вільних газів в скупченнях, здійснювалося в межах глибин підрахунку запасів вугілля, тобто до глибини 1800 м. Прогнозні ресурси вільного газу в кількості 150 млрд. м³ пов'язані з потужними регіональними пісковиками нафтогазоносних комплексів середнього (90 % від сумарних запасів) і нижнього (10%) карбону. За глибин залягання запаси розподілені наступним образом: в інтервалах до 700 м – 22 %, в інтервалі 700-1200 м – 52 % та в інтервалі 1200-1800 м – 26 %.

Для збільшення фільтраційних властивостей і газовіддачі виділених колекторів розглянуто спосіб гідравлічного розриву, заснований на наявному в Україні промисловому досвіді проривів слабопроникних порід Західного Донбасу і адаптований до вітчизняного бурового устаткування. ГРП полягає в створенні високопроникної тріщини в цільовому шарі для інтенсифікації припливу газу до забою свердловини.

На основі аналізу гірничо-геологічних умов Новомосковського кам'яновугільного родовища визначено інтервал вугленосної товщі, який

характеризується підвищеною кількістю горючого газу і встановлювались фільтраційно-ємнісні властивості вміщуючих порід. За наявними даними можна зробити висновок, що максимальний вміст метану на досліджуваній площі можна зустріти на глибині 700 - 800 м.

Для збільшення проникності та дебіту виділених колекторів запропонована і протестована методика чисельної оцінки конфігурації і фазової проникності тріщини гідророзриву, що формується в слабопроникних вугленосних породах насичених вуглеводневим газом, яка дозволяє прогнозувати зміну їх фільтраційних властивостей і газовіддачі. Для виділеного метанонасиченого колектора в межах Новомосковського родовища встановлено нелінійне збільшення дебіту газу (від 1,9 до 2,8 разів) в залежності від розходу рідини розриву.

Також при виконанні роботи розроблено математичну модель, що описує перенос нетоксичних розклинювальних матеріалів які застосовуються для закріплення і запобігання змикання тріщини гідравлічного розриву.

Модель дозволяє визначати критичну швидкість пропантів в залежності від розмірів тріщини, гранулометричного і щільного складу частинок в рідині і її фізичних властивостей.

Вибір конструкції при газодобувній свердловині залежить від місця її розташування, літологічних і фізичних властивостей пласта, наявності в водоносних горизонтів і інших чинників. Тому якщо пласт складний стійкими породами і не містить пропластків глин, то стовбур свердловини доцільно залишити відкритим. Якщо пласт складний пухкими породами, то для попередження попадання піску в експлуатаційну колону проти продуктивного пласта встановлюють фільтр.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Обобщение результатов изучения природной газоносности угольных пластов Западного Донбасса (Новомосковский район): отчет о НИР / Новомосковская геологоразведочная экспедиция, книга 1; рук. А.С. Чигирин. – Новомосковск, 1974. – 162 с.

2. Герасименко С.А. Математическое моделирование горизонтальной скважины с эллиптической трещиной гидроразрыва / С.А. Герасименко, А.В. Стрекалов, А.С. Самойлов // Нефтегазовое дело. – 2012. – № 4. – С. 346 – 351.

3. Гидродинамические методы исследования вертикальных скважин с трещиной гидроразрыва пласта [Хайруллин М. Х., Хисамов Р. С., Шамсиев М. Н., Бадертдинова Е. Р.]. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2012. – 84 с.

4. Wilsey L.E. Reservoir fracturing – a method of oil recovery from extremely low permeability formations / L.E. Wilsey, W.G. Bearden // J. of Petrol. Technology. – 1954. – № 8. – P. 346 – 351.

5. Вольф А.А. Определение и обоснование зависимости геометрических характеристик трещины гидроразрыва от фильтрационно-емкостных свойств продуктивного пласта / А.А. Вольф, Д.В. Новоселов // Территория Нефтегаз [Электронный ресурс]. – 2012. – № 4. – Режим доступа: <http://neftegas.info/territoriya-neftegaz/3235-opredelenie-i-obosnovanie-zavisimosti-geometricheskih-harakteristik-treschiny-gidrorazryva-ot-filtracionno-emkostnyh-stv-produktivnogolasta.html>. – Название с экрана.

6. Подземная гидромеханика / Басниев К.С., Дмитриев Н.М., Каневская Р.Д., Максимов В.М. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2005. – 496 с.

7. Садовенко И.А. Экологически безопасное увеличение дебита газа из слабопроницаемых пород украинских месторождений / И.А. Садовенко,

А.В. Инкин // Сб. науч. трудов Донбасского гос. техн. ун-та. – 2014. – Вып. 1 (42). – С. 30 – 38.

8. Гидравлический разрыв пласта [Электронный ресурс]: OILLOOT.RU. – 2011. – Режим доступа: <http://www.oilloom.ru/component/content/article/77-geologiya-geofizika-razrabotka-neftyanykh-i-gazovykh-mestorozhdenij.grp>. – Название с экрана.

8. Рубель О.Е. Эффективность природопреобразующих проектов разработки залежей сланцевого газа: экономико-экологические проблемы / О.Е. Рубель // Экономика и предпринимательство. – 2013. – № 5. – С. 493 – 496.

10. Усачев П.А. Гидравлический разрыв пласта / Усачев П.А. – М.: Недра, 1986. – 165 с.

11. Криль С.И. Методика расчета параметров гидротранспорта разноплотностных полидисперсных материалов / С.И. Криль, Е.В. Семененко // Прикладна гідромеханіка. – 2010. – Т. 12, № 1. – С. 48 – 54.

12. Садовенко И.А. Моделирование переноса пропанта в изменяющей конфигурацию трещине гидроразрыва / И.А. Садовенко, А.В. Инкин // Вісник Кременчуцького нац. ун-ту ім. Михайла Остроградського. – 2014. – Вып. 1 (84). – С. 119 – 123.

13. Лурье М.В. Механика подземного хранения газа в водоносных пластах / М.В. Лурье. – М.: Изд-во «Нефть и газ», 2001. – 350 с.

14. Гольдберг В.М. Гидрогеологические основы охраны подземных вод от загрязнения / В.М. Гольдберг, С. Газда. – М.: Недра, 1984. – 262 с.

15. Мироненко В.А. Горнопромышленная гидрогеология / В.А. Мироненко, Е.В. Мольский, В.Г. Румынин. – М.: Недра, 1989. – 287 с.

16. Горобец О.А. Отчет о поисках и оценке коллекторов для захоронения минерализованных шахтных вод Западного Донбасса / О.А. Горобец, С.В. Держак, Б.Б. Чемерис – Павлоград: ГРЭ ПГО «Донбассгеология», 1985. – 219 с.

17. Техника проведения и методика обработки опытно-фильтрационных работ. – М.: ВСЕГИНГЕО, 1969. – 186 с.

18. Инструкция по проведению опытно-фильтрационных работ при разведке угольных месторождений. – Л.: ВНИМИ, 1977. – 38 с.

19. Антонов В.В. Поиски и разведка подземных вод / В.В. Антонов. – СПб.: Санкт-Петербургский гос. горный ин-т, 2006. – 94 с.

20. Шестаков В.М. Теория и методы интерпретации опытных откачек / В.М. Шестаков, И.К. Невечеря. – М.: Изд-во МГУ, 1998. – 158 с.

21. Синдаловский Л.Н. Справочник аналитических решений для интерпретации опытно-фильтрационных опробований // Л.Н. Синдаловский. – СПб.: Изд-во С.-Петерб. ун-та, 2006. – 769 с.

22. Синдаловский Л.Н. ANSDIMAT – программный комплекс для определения параметров водоносных пластов // Л.Н. Синдаловский. – СПб.: Наука, 2011. – 335 с.

23. Инкин А.В. Перспективы создания водоносного газохранилища в горно-геологических условиях Левенцовской площади / А.В. Инкин, Н.И. Деревягина, Ю.В. Хрипливец // 36. наукових праць НГУ. – 2014. – № 44. – С. 22 –27.

24. Яковлев Е.А. Временные методические рекомендации по расчетам полигонов захоронения промышленных сточных вод на основе взаимосвязи фильтрационных и энергетических параметров глубоких водоносных горизонтов / Е.А. Яковлев. – К., 1981. – 58 с.

25. Энциклопедия газовой промышленности: пер. с франц. / [ред. пер. К.С. Басниев]. – М.: Акционерное общество «ТВАНТ», 1994. – 884 с.

26. Инкин А.В. Гидродинамическая модель газохранилища в водоносных пластах Кривбасса / А.В. Инкин // Збірник наукових праць НГУ. – 2010. – № 34, Т. 2. – С. 216 – 221.

27. Кашников Ю.А. Механика горных пород при разработке месторождений углеводородного сырья / Ю.А. Кашников, С.Г. Ашихмин. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. – 467 с.

28. Желтов Ю.П. Механика нефтегазоносного пласта / Ю.П. Желтов. – М.: Недра, 1975. – 216 с.

29. Добрынин В.М. Деформации и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа / В.М. Добрынин. – М.: Недра, 1970. – 239 с.

30. Вендельштейн Б.Ю. Исследование разрезов нефтяных и газовых скважин методом собственных потенциалов / Б.Ю. Вендельштейн. – М.: Недра, 1966. – 235 с.

31. Садовенко И.А. Динамика гидромеханических процессов пласта-коллектора водоносного газохранилища / И.А. Садовенко, А.В. Инкин // Науковий вісник НГУ. – 2010. – № 6. – С. 25 – 28.

32. Экология подземного хранения газов / [Бухгалтер Э.Б., Медиков Е.В., Бухгалтер Л.Б. и др.]. – М.: МАИК «Наука/Интерпериодика», 2002. – 431 с.

33. Амикс Д. Физика нефтяного пласта / Амикс Д., Басс Д., Уайтинг Р. – М.: Гостоптехиздат, 1962. – 572 с.

34. Садовенко И.А. Экспериментальные исследования фильтрационных свойств пород-коллекторов при аккумуляции углеводородных газов / И.А. Садовенко, А.В. Инкин // Збірник наукових праць Дніпродзержинського держ. техн. ун-ту (технічні науки). – 2014. – Вип. 2 (25). – С. 134 – 139.

35. Коллинз Р. Течения жидкостей через пористые материалы / Р. Коллинз; пер. с англ. Р.Л. Салганика. – М.: Мир, 1964. – 350 с.

36. Bear J. Physical principles of water percolation and seepage / Bear J., Zaslavsky D., Irmay S. – Paris: UNESCO, 1968. – 466 p.

37. Пыхачев Г.Б. Подземная гидравлика / Г.Б. Пыхачев, Р.Г. Исаев. – М.: Недра, 1972. – 360 с.

38. Чарный И.А. Подземная гидрогазодинамика / И.А. Чарный. – М.: Гостоптехиздат, 1963. – 397 с.

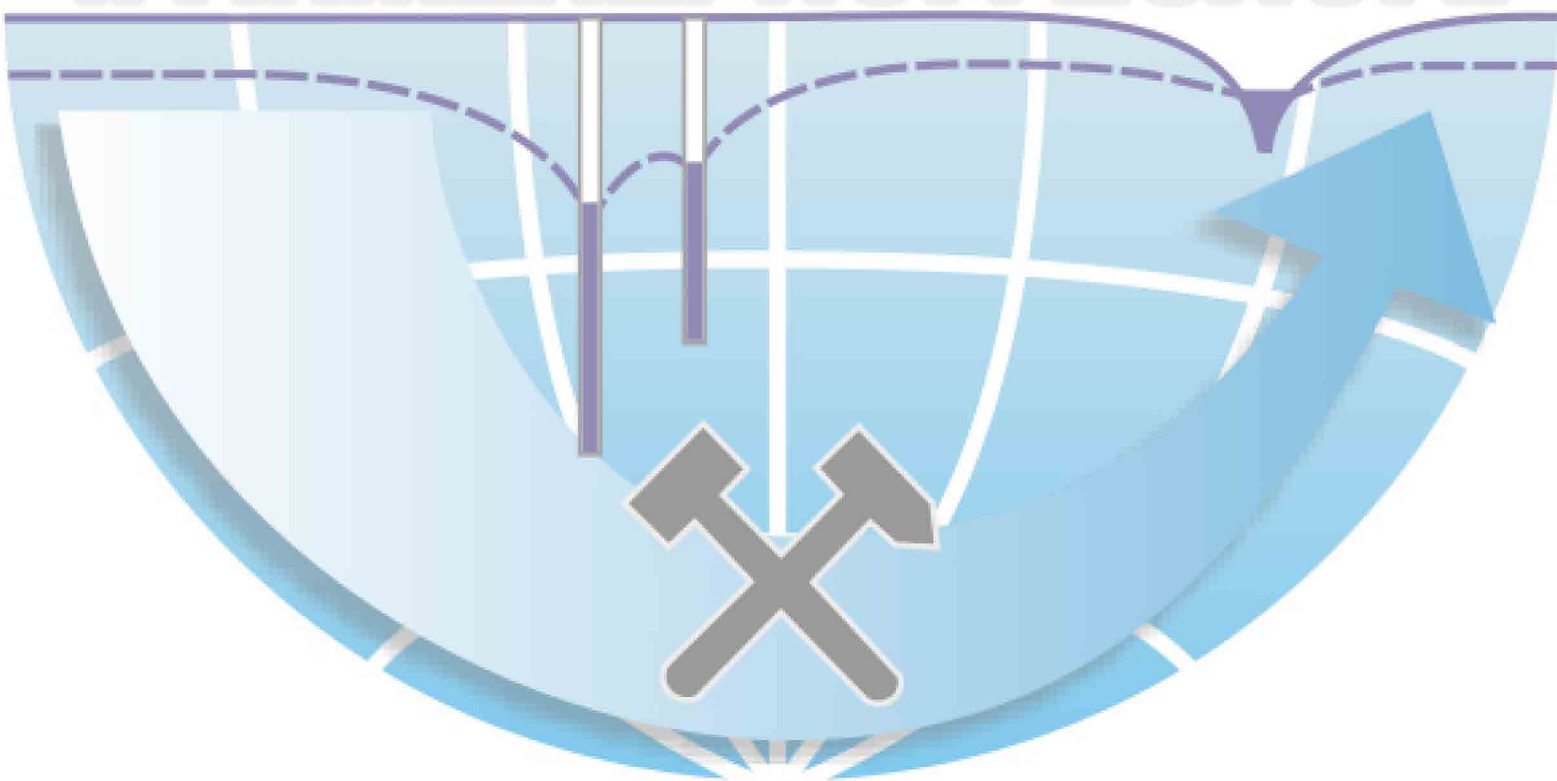
39. Садовенко И.А. Газогидродинамическая оценка параметров хранения газа в водоносном горизонте / И.А. Садовенко, Д.В. Рудаков, А.В. Инкин // Геотехническая механика: межвед. сбор. науч. тр. – Д.: Институт геотехнической механики им. Н.С. Полякова НАН Украины, 2010. – Вып. 91. – С. 77 – 84.

40. Смирнов В.И. Строительство подземных газонефтехранилищ / В.И. Смирнов. – М.: Газоил пресс, 2000. – 250 с.

41. Солдаткин С.Г. Методы контроля герметичности подземных хранилищ газа / С.Г. Солдатки // Обз. информ. Серия Транспорт и подземное хранение газа. – М.: ИРЦ Газпром, 2000. – 37 с.

42. Басниев К.С. Подземная гидромеханика / К.С. Басниев, И.Н. Кочина, В.М. Максимов. – М.: Недра, 1993. – 416 с.

КАФЕДРА
ПІДРОГЕОЛОГІЇ
ТА ІНЖЕНЕРНОЇ ГЕОЛОГІЇ



ВІДЗИВ

наукового керівника на кваліфікаційну роботу ступеня бакалавра НТУ «Дніпровська політехніка» спеціальності 103 «Науки про Землю», студента гр. 103 – 19ск – 2 Головченко Андрія Володимировича «Закономірності фільтраційних властивостей вуглевмісних відкладів Донбасу та прогноз активізації газовиділення в умовах техногенного впливу»

Зв'язок завдання на кваліфікаційну роботу з об'єктом діяльності бакалавра. Завдання на представлену кваліфікаційну роботу безпосередньо пов'язано з об'єктом діяльності бакалавра за освітньо-професійною програмою «Геологія» спеціальності 103 «Науки про Землю» – обґрунтуванню методики чисельної оцінки розмірів і форми тріщин гідророзриву в щільних газоносних породах з метою збільшення їх проникності та газовіддачі

Актуальність. Геологічні оцінки запасів газу слабопроникних колекторів у світі і Україні часто набагато перевищують обсяги традиційних запасів. Ефективна розробка цих газу може бути здійснена шляхом обґрунтування комплексної технологічної інфраструктури вилучення газу зі щільних порід із застосуванням сучасних технологій активізації газовиділення та адаптації цих технологій до вітчизняного обладнання.

Відповідність змісту стандартам вищої освіти та дескрипторам НРК. Зміст роботи повністю відповідає стандартам вищої освіти та дескрипторам НРК. Робота складається зі вступу, 5 розділів, висновку, переліку посилань, та додатків.

Іноваційність отриманих рішень. Досягнення поставленої в роботі мети здійснювалось автором шляхом оцінки геологічних запасів газу зосередженого в слабопроникних породах Донецького басейну; дослідження гідродинамічного режиму гідророзриву щільних порід; оцінки зміни дебіту свердловин після проведення гідророзриву пласта; обґрунтування технологічної схеми відбору газу з слабопроникних порід.

За результатами роботи удосконалено кількісний опис механізму формування і закріплення тріщин гідравлічного розриву в щільних

газоносних породах Донбасу на основі вивчення закономірностей руху рідини, яка закачується в тріщину. Розроблена методика розрахунку розмірів і форми тріщини гідророзриву в слабопроникних метанонасичених породах дозволяє прогнозувати збільшення їх газовіддачі і дебітів свердловин з урахуванням специфіки вітчизняного обладнання.

Практичне значення результатів. Нетоксичні розклинювальні матеріали, які нагнітаються в тріщину гідророзриву в слабопроникних газоносних породах з перевищенням критичної швидкості їх руху, дозволяють нелінійно збільшити дебіт газу від 1,9 до 2,8 разів для умов Донецького басейну. Застосування обґрунтованої в роботі методики гідророзриву дозволить залучити в розробку значні запаси (≈ 8 трлн м^3) вуглеводневого газу зосередженого в слабопроникних породах, по ресурсах якого Україна займає 3 місце в Європі і 13 у світі.

Ступінь самостійності виконання. Студент Головченко А.В. виконав кваліфікаційну роботу самостійно за допомогою консультацій наукового керівника.

Застосування ПЕОМ, реальність, комплексність. Всі розрахунки виконані автором з використанням обчислювальної техніки та свідчать про його високий рівень підготовки як фахівця. Робота оформлена у відповідності з вимогами до кваліфікаційних робіт ступеню бакалавра, має необхідний графічний та табличний матеріал.

Недоліки. При виконанні розрахунків в кваліфікаційній роботі не використовувалися спеціальні газодинамічні програмні продукти.

Комплексна оцінка. Кваліфікаційна робота Головченко Андрія Володимировича відповідає вимогам до рівня вищої освіти за НРК та компетентностям освітньої програми «Геологія» і заслуговує оцінки «добре», а її автор Головченко А.В. – присвоєння йому кваліфікації бакалавр за спеціальністю 103 – Науки про Землю.

Науковий керівник:

проф. каф. гідрогеології та інженерної геології
д.т.н., проф.

О.В. Інкін

РЕЦЕНЗІЯ

на кваліфікаційну роботу ступеня бакалавра НТУ «Дніпровська

політехніка» спеціальності 103 «Науки про Землю»,

студента гр. 103 – 19ск – 2 Головченко Андрія Володимировича

«Закономірності фільтраційних властивостей вуглевмісних відкладів Донбасу та прогноз активізації газовиділення в умовах техногенного впливу»

На основі аналізу гірничо-геологічних умов Новомосковського кам'яновугільного родовища визначено інтервал вугленосної товщі, який характеризується підвищеною кількістю горючого газу і встановлено фільтраційно-ємнісні властивості вміщуючих порід. Для збільшення проникності та газовіддачі виділених колекторів обґрунтовано метод гідравлічного розриву, що базується на вітчизняному досвіді проривів щільних порід на шахтних полях Західного Донбасу. Запропонована в роботі методика чисельної оцінки розмірів, форми і фазової проникності тріщини, яка утворюється при закачуванні рідини розриву в пласт через свердловину, дозволила спрогнозувати збільшення проникності вуглевмісних порід і дебітів газу на родовищі.

Кваліфікаційна робота бакалавра Головченко Андрія Володимировича відповідає вимогам до рівня вищої освіти за НРК та компетентностям освітньої програми і заслуговує оцінки «добре», а її автор Головченко А.В. – присвоєння йому кваліфікації бакалавр за спеціальністю 103 – Науки про Землю.

Рецензент:

доц. каф. геології та розвідки родовищ корисних копалин

К.Г.-М.Н., доц.

В.В. Ішков

Результати перевірки на наявність плагіату
в роботі ступеня бакалавра

студента гр. 103 – 19ск – 2 Головченко Андрія Володимировича
«Закономірності фільтраційних властивостей вуглевмісних відкладів
Донбасу та прогноз активізації газовиділення в умовах техногенного впливу»

Зазначена робота перевірена комп'ютерною програмою виявлення та
запобігання плагіату «StrikePlagiarism».

За результатами перевірки відсоток запозичень складає 26 %.

КАФЕДРА
ГІДРОГЕОЛОГІЇ
ТА ІНЖЕНЕРНОЇ ГЕОЛОГІЇ

Науковий керівник

Проф. Інкін О.В.

Нормо контролер

Доц. Загриценко А.М.

Зав. кафедри

Проф. Рудаков Д.В.

15.06.2022 р.

